

UNIVERSIDADE DE LISBOA  
FACULDADE DE CIÊNCIAS  
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA GEOGRÁFICA, GEOFÍSICA E ENERGIA



## **Viabilidade económica de medidas de gestão de consumo integradas com tarifas dinâmicas no setor residencial**

Tomás Manuel Cidade do Céu Calçada Jordão

**Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente**

Dissertação orientada por:  
Professora Doutora Marta Oliveira Panão (FCUL)  
Ana Rita Antunes (Coopérnico)



## Resumo

A cada dia que passa existe uma maior consciencialização global para o Aquecimento Global e as suas consequências para os ecossistemas e habitantes do nosso planeta. Face a isto tem havido um esforço crescente por parte de várias nações e organizações de forma a colmatar estes efeitos, reduzindo as emissões poluentes e aumentando a presença de energias renováveis. No entanto, as energias renováveis mais promissoras como a eólica e a solar fotovoltaica são recursos variáveis e dependentes de fatores climáticos não controláveis, pelo que o caminho para uma maior dependência nestes recursos não será fácil e exigirá um esforço conjunto entre consumidores e produtores de energia.

A variabilidade apresentada por estes recursos renováveis exige que o consumidor consiga alterar e adaptar o seu consumo quando necessário e também que a própria rede elétrica consiga ajustar em tempo real, através de sistemas auxiliares, a produção ao consumo ou vice-versa. Para que isto aconteça, será necessária toda uma renovação da infraestrutura de rede elétrica, tornando-a numa rede mais digital, informatizada e descentralizada capaz de comunicar entre si de forma a garantir o funcionamento mais eficiente e menos poluente possível, uma rede designada por “*Smart Grid*”, ou rede inteligente.

Do lado do consumidor, uma nova infraestrutura de medição de consumos permitirá a aplicação de novos tipos de tarifas – tarifas dinâmicas - que incentivam grandemente mudanças de comportamento consoante as necessidades da rede, aliando-se às novas tecnologias e automação de equipamentos para facilitar essa mudança.

Nesta dissertação pretende-se estudar o desenho e aplicação destes novos tipos de tarifas e conferir que tipo de poupanças são possíveis de obter face às tarifas convencionais através de simulações. Os cenários analisados incluem mudanças comportamentais assim como a instalação de sistemas fotovoltaicos, com e sem baterias – onde se inclui uma análise custo/benefício destes sistemas.

Os resultados obtidos mostram poupanças satisfatórias e uma clara vantagem das tarifas dinâmicas sobre as convencionais para as mudanças comportamentais. No entanto, nos cenários de sistemas fotovoltaicos, tarifas convencionais como a tri-horária são capazes de conferir poupanças satisfatórias que motivam a flexibilidade do consumo quase tanto como uma tarifa dinâmica. Ainda assim, o desenho de uma tarifa é uma tarefa complexa e caso a mesma for desenhada de uma forma ótima isso pode motivar o consumidor a alterar o seu comportamento e a gerar poupanças significativas.

Do lado do comercializador de eletricidade, mudanças comportamentais podem garantir a geração de poupanças pouco significativas. Por outro lado, a instalação de sistemas fotovoltaicos, com e sem baterias, pode levar a perdas monetárias e desmotivar estas empresas a incentivar este tipo de ações.

A principal conclusão desta dissertação é que as tarifas dinâmicas podem conferir benefícios para os consumidores que realizem medidas de gestão de consumo. Será, no entanto, necessário o estabelecimento de políticas e possivelmente incentivos que satisfaçam as necessidades de todos os participantes para que o conceito da *Smart Grid* se torne cada vez mais uma realidade.

**Palavras-Chave:** Energias renováveis, flexibilidade, gestão de consumo, Smart Grid, tarifas dinâmicas, solar fotovoltaica, baterias, setor residencial, comercializador de eletricidade

# Abstract

Each passing day awareness grows towards Climate Change and its consequences to Earth's ecosystems and habitants. Due to this, there has been a growing effort of many nations and organizations in order to tackle this effects, by reducing the emission of pollutants or by increasing the presence of renewable energies. However, the most promising renewable resources like wind or solar photovoltaic energy are variable resources which are dependent of non-controllable climate factors. Because of this, a bigger dependency on this type of resources won't be easy and will require a joint effort between consumers and energy producers.

The variability presented by this renewable resources and the growing necessity for it will require the consumer to adapt their consumption patterns when necessary and also, the electrical grid itself should be able to adjust in real time, through auxiliary systems, production to consumption or vice-versa. In order for this to happen, the current infrastructure of the grid needs to be renewed into a more computerised and decentralized energy grid capable of constant communication between all intervenients in order to function at the most efficient and less pollutant conditions. A grid called Smart Grid.

From the consumer side, a new consumption measurement infrastructure will allow the presence of new price schemes - dynamic tariffs – or other types of programs which encourage the consumer - through economic benefits - to change their consumptions patterns when necessary. This change in behaviours might be facilitated with the increasing presence of new technology with automation capabilities.

This master thesis is intended to study and design dynamic tariffs and assess the possible monetary savings of this tariffs compared to conventional ones in the presence of changes in consumption patterns. This will be done through simulations, where the scenarios to be studied include behavioural changes and the presence of solar photovoltaic systems, with and without a battery system and where a cost/benefit analysis is also included.

The results show a clear advantage of dynamic tariffs compared to conventional ones and a good generation of savings for the behavioural changes scenarios. For the photovoltaic systems the results are satisfactory, but however, a tariff already in the market (tri-hourly tariff) is capable of achieving considerate savings in the same way as a dynamic tariff. In general, the design of a tariff is a complex task and if it is designed optimally, that may motivate the consumer into changing his behaviour and generate good money savings.

From the energy utility side, behavioural changes of its consumers may bring a low amount of money savings for the utility. On the other side, the installation of photovoltaic systems, with or without batteries, seems to only generate losses for this enterprises, possibly demotivating them from incentivizing this kind of endeavours to their clients.

The main conclusion of this master thesis is that dynamic tariffs can bring great benefits to the consumers who perform demand response. However, for this to happen it will be required to establish new politics and possibly incentives that satisfy the needs of all the participants in order for the Smart Grid concept to become more and more a reality.

**Keywords:** Renewable energies, Flexibility, Demand Side Management, Smart Grid, Dynamic tariffs, Photovoltaic, Battery system, Residential sector, Energy Utility



## Agradecimentos

Em primeiro lugar um agradecimento especial à minha mãe, pai, irmã, avós maternos e padraсто que durante praticamente um ano me apoiaram no decorrer da realização da tese mesmo nos momentos em que estive mais desmotivado ou com falta de criatividade. Um agradecimento também para a restante família e amigos. E os animais domésticos, não esquecer os animais domésticos pela companhia, Kika e Gato.

Um agradecimento também à Ana Rita Antunes, da Coopérnico, por ter alinhado em fazer a tese comigo e a permitir-me a escolha do tema que mais me interessou. Também à professora Marta Panão que me ajudou naquilo que conseguiu e me ajudou a elaborar este documento na forma de documento científico que ele deve ser. Outros agradecimentos vão para o professor João Serra, Rodrigo Amaro e Silva e também João Silva, que se disponibilizaram a ajudar e a retirar algumas dúvidas relativas à parte de energia fotovoltaica deste trabalho.

De resto, agradecer à faculdade por toda a experiência proporcionada e a todos os professores – tanto da faculdade como em todo o meu percurso académico - que contribuíram para o desenvolvimento das minhas capacidades cognitivas e de raciocínio que me levaram a ser a pessoa que sou hoje.

Obrigado.

# Índice

Resumo.....	iii
Abstract .....	iv
Agradecimentos.....	vi
Índice de Figuras .....	ix
Índice de Tabelas.....	xii
Lista de acrónimos .....	xiii
Unidades de medida .....	xiv
Lista de Símbolos .....	xv
<b>1. Introdução.....</b>	<b>1</b>
1.1 Contexto .....	1
1.2. Motivação.....	2
1.3. Objetivos .....	3
1.4. Estrutura do documento .....	4
<b>2. Enquadramento.....</b>	<b>5</b>
2.1. Smart Grid.....	5
2.2. Infraestrutura de Comunicação Avançada - Smart Meters .....	7
2.3. Gestão de Consumo.....	9
2.3.1. Gestão de Consumo baseada em tarifas .....	11
2.3.2. Gestão de Consumo baseada em incentivos.....	13
2.4. Considerações gerais.....	15
<b>3. Métodos.....</b>	<b>16</b>
3.1. Tarifas de Eletricidade .....	16
3.1.1. Mercado Ibérico de Eletricidade .....	16
3.1.2. Composição de uma tarifa de eletricidade .....	17
3.1.3. Tarifa simples, Bi-horária e Tri-horária .....	17
3.2. Desenho das Tarifas Dinâmicas .....	19
3.2.1. Tarifa Critical Peak Pricing.....	20
3.2.2.Tarifa Critical Peak Rebate .....	21
3.2.3. Tarifa Real Time Pricing.....	22
3.3. Gestão de Consumo Comportamental.....	24
3.3.1. Perfis de Consumo .....	24
3.2.2 Simulação da Gestão de Consumo Comportamental .....	26
3.4 Gestão de Consumo – PV/PVbat .....	28
3.4.1. Sistema PV .....	28
3.4.2.Sistema PV-Baterias.....	29

3.4.3. Esquema de Funcionamento – Autoconsumo e Sistema de Baterias .....	30
3.5 Análise Económica.....	33
3.5.1. Custos .....	34
3.5.2. Dimensionamento, TRI e VAL .....	36
3.6. Poupanças da Comercializadora.....	38
<b>4. Resultados .....</b>	<b>41</b>
4.1. Gestão de Consumo - Comportamental.....	41
4.1.1. GCC - Custos Anuais .....	42
4.1.2. GCC- Poupanças Anuais .....	44
4.2. Gestão de Consumo - Sistema PV e PV-Baterias .....	46
4.2.1. Dias Típicos de Inverno .....	47
4.2.2. Dias Típicos de Verão .....	49
4.2.3. Modelo PVbat – Caracterização Anual .....	50
4.2.4. Custos Anuais PV-PVbat .....	53
4.2.5. Poupanças Anuais PV-PVbat .....	55
4.2.6. Análise Económica.....	56
4.3. Poupanças do Comercializador .....	58
<b>5. Discussão dos Resultados .....</b>	<b>60</b>
5.1. Comparação dos Cenários e Tarifas Dinâmicas.....	60
5.2. Considerações finais dos cenários PV-PVbat .....	62
5.3. Observações e principais dificuldades encontradas .....	64
5.4. Comercialização e Mercado de Eletricidade .....	65
5.5. Exemplos de Implementação .....	66
<b>6. Conclusões .....</b>	<b>69</b>
6.1. Futuros Trabalhos.....	70
Bibliografia .....	72
A. Anexo .....	76



# Índice de Figuras

Figura 1.1 - Variação da concentração de CO <sub>2</sub> na atmosfera e das variações da temperatura média global nos últimos 50 anos. ....	1
Figura 3.1- Exemplo de como os preços para o mercado são apresentados no site da Omie.es . 16	
Figura 3.2 -Comparação entre tarifas RTP1 e RTP2 em dias típicos sazonais .....	24
Figura 3.3- Perfis Médios Diários dos vários grupos estudados no estudo CIDE. [39] .....	25
Figura 3.4- Distribuição horária das 400 horas críticas.....	27
Figura 3.5- Variação do tempo de vida da bateria - em ciclos - consoante a profundidade de descarga.....	37
Figura 4.1 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 5.....	41
Figura 4.2- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 1 para as tarifas em estudo. ....	42
Figura 4.3- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 0 para as tarifas em estudo. ....	42
Figura 4.4- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 5 para as tarifas em estudo. ....	43
Figura 4.5– Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 15%.....	44
Figura 4.6 – Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 5%.....	44
Figura 4.7 - Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 35% .....	45
Figura 4.8 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 5 em dias típicos de Inverno. ....	47
Figura 4.9- Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 5 em dias típicos de Inverno. ....	48
Figura 4.10- Funcionamento do modelo PV para o Grupo 5 em dias típicos de Verão.....	49
Figura 4.11- Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 5 em dias típicos de Verão.....	49
Figura 4.12 - Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo do grupo 5 ao longo de todo o ano. ....	50
Figura 4.13 - Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 5. ....	51
Figura 4.14 - Variação do nível da bateria ao longo do ano, para o ano 1 e ano 8. ....	52
Figura 4.15- Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 1 para o Ano 1.....	53
Figura 4.16 - Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 0 para o Ano 1.....	53
Figura 4.17- Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 5 para o Ano 1.....	54
Figura 4.18 - Poupanças Anuais do primeiro ano para os cenários PV para os vários Grupos... 55	
Figura 4.19 - Poupanças Anuais do primeiro ano para os cenários PVbat para os vários Grupos .....	55
Figura 4.20 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 5.....	57

Figura 4.21 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 5.....	57
Figura A.1 - Variação da capacidade da bateria com o tempo de descarga. ....	76
Figura A.2 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 0.....	77
Figura A.3 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 1.....	77
Figura A.4 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno. ....	78
Figura A.5 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno. ....	78
Figura A.6 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 1 em dias típicos de Verão. ....	79
Figura A.7 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Verão. ....	79
Figura A.8 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno. ....	80
Figura A.9 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno. ....	80
Figura A.10 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 0 em dias típicos de Verão.....	81
Figura A.11 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 0 em dias típicos de Verão.....	81
Figura A.12 - Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo residencial do grupo 1 ao longo de todo o ano.....	82
Figura A.13- Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 1.....	82
Figura A.14- Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo residencial do grupo 0 ao longo de todo o ano.....	83
Figura A.15 - Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 0.....	83
Figura A.16 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 1. ....	84
Figura A.17 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 1. ....	84
Figura A.18 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 0. ....	85
Figura A.19 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 0. ....	85
Figura A.20 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 5. ....	86
Figura A.21 – Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 5. ....	86
Figura A.22 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 1 ao longo dos 25 anos de duração. ....	87
Figura A.23 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 1 ao longo dos 25 anos de duração. ....	87

Figura A.24 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 0 ao longo dos 25 anos de duração. ....	88
Figura A.25 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 0 ao longo dos 25 anos de duração. ....	88
Figura A.26 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 5 ao longo dos 25 anos de duração. ....	89
Figura A.27 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 5 ao longo dos 25 anos de duração. ....	89
Figura A.28 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 1.....	90
Figura A.29 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 1.....	90
Figura A.30 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 0.....	91
Figura A.31 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 0.....	91

# Índice de Tabelas

Tabela 3.1- Períodos Horários da tarifa Tri-horária (Ciclo Diário).....	17
Tabela 3.2- Detalhes da Tarifa Simples para o mercado regulado.....	18
Tabela 3.3- Detalhes da Tarifa Bi-horária para o mercado regulado. ....	19
Tabela 3.4 - Detalhes da Tarifa Tri-horária para o mercado regulado. ....	19
Tabela 3.5- Detalhes da Tarifa CPP .....	19
Tabela 3.6 - Detalhes da Tarifa CPR.....	21
Tabela 3.7- Caracterização dos grupos de consumidores em estudo. ....	25
Tabela 3.8 - Custos dos equipamentos independentes do perfil.....	34
Tabela 3.9 - Custo dos equipamentos do Grupo 1. ....	34
Tabela 3.10- Custo dos equipamentos do Grupo 0 .....	35
Tabela 3.11 - Custo dos equipamentos do Grupo 5. ....	35
Tabela 4.1- Quantidades de energia reduzidas em load shifting e load shedding. ....	45
Tabela 4.2 – Dimensionamento solar fotovoltaico para os vários Grupos e Cenários. ....	46
Tabela 4.3 - Dimensionamento do sistema de baterias para os vários grupos. ....	47
Tabela 4.4 - Valores dos investimentos monetários iniciais para os cenários PV e PVbat.....	56
Tabela 4.5 - Alteração nas receitas da comercializadora de eletricidade consoante os cenários de gestão de consumo. ....	58

## Lista de acrónimos

<b>AVAC</b>	Aquecimento, ventilação e ar condicionado
<b>AMI</b>	Advanced Metering Infrastructure
<b>AT</b>	Alta Tensão
<b>BT</b>	Baixa Tensão
<b>CPP</b>	Critical Peak Pricing
<b>CPR</b>	Critical Peak Rebate
<b>DG</b>	Distributed Generation
<b>DLC</b>	Direct Load Control
<b>DSM</b>	Demand Side Management
<b>ERSE</b>	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
<b>G0</b>	Grupo de estudo número 0
<b>G1</b>	Grupo de estudo número 1
<b>G5</b>	Grupo de estudo número 5
<b>GCC</b>	Gestão de Consumo Comportamental
<b>IVA</b>	Imposto sobre o Valor Acrescentado
<b>MAT</b>	Média Alta Tensão
<b>MG</b>	Micro Grid
<b>MT</b>	Média Tensão
<b>OMIE</b>	Operador do Mercado Ibérico de Eletricidade
<b>PV</b>	Cenário do sistema solar Fotovoltaico
<b>PVbat</b>	Cenário do sistema solar fotovoltaico com sistema de baterias
<b>RTP</b>	Real Time Pricing
<b>SM</b>	Smart Meter
<b>SG</b>	Smart Grid
<b>TRI</b>	Tempo de Retorno do Investimento
<b>VAL</b>	Valor Atualizado Líquido
<b>VRE</b>	Variable Renewable Energy

## Unidades de medida

Símbolo	Nome	Grandeza
$m^2$	Metro quadrado	Área
$Ah$	Ampere-hora	Carga Elétrica
$W$	Watt	Energia
$Wh$	Watt-hora	Energia
$kWh$	Quilowatt-hora	Energia
$h$	Hora	Tempo
$d$	Dia	Tempo
€	Euro	Unidade Monetária
\$	Dólar	Unidade Monetária

## Lista de Símbolos

Variável	Definição
$a$	Base temporal anual
$c$	Cenário do sistema, variando entre os cenários GCC, PV e PVbat.
$d$	Base temporal diária
$E$	Tarifa de Eletricidade
$g$	Número do grupo de Estudo em causa, podendo variar entre o número 0,1 e 5.
$h$	Base temporal horária
$r$	Percentagem de redução de consumo para os cenários de gestão de consumo comportamental
$t$	Base temporal de 15 em 15 minutos
$\eta. Carregamento$	Eficiência de carregamento do sistema de baterias.
$\eta. Desc$	Eficiência de descarga do sistema de baterias
$CapBateria_a$	Capacidade Máxima da bateria para o ano a
$CargaBateria_{g,t}$	Carga do sistema de baterias dimensionado para o grupo g numa base temporal t.
$CarrRede_d$	Energia a extrair da rede elétrica para carregar as baterias no dia d.
$CarrSolar_d$	Energia solar fotovoltaica disponível para carregar as baterias para o dia d.
$Consumo_{g,c,h}$	Consumo do grupo g para o cenário c com base temporal h
$ConsumoGCC_{g,r,h}$	Consumo do cenário de gestão de consumo comportamental com base temporal h para o cenário de redução r do perfil de consumo de g
$ConsumoPV_{g,c,t}$	Consumo do grupo g integrado com o sistema de painéis fotovoltaicos dimensionados para c com base temporal t.
$ConsumoRef_{g,h}$	Consumo de referência com base temporal h do perfil g.
$ConsumoPVBat_{g,t}$	Consumo do grupo g integrado com o sistema de painéis fotovoltaicos e baterias dimensionados com base temporal t.
$Custos Manutenção_{g,c,a}$	Custos relativos à manutenção do sistema projetado para o cenário c do grupo g e ano a
$Desc_{bat_{g,t}}$	Energia descarregada pelo sistema de baterias do grupo g numa base temporal t.
$DifPreco_{g,c}$	Diferencial de receitas entre o cenário de referência o cenário c do grupo g para um ano
$excedente_{g,c,t}$	Excedente energético do sistema fotovoltaico c para o grupo g numa base temporal t.
$hcrítica$	Uma das 400 horas críticas selecionadas.

Variável	Definição
<b><i>InvestimentoInicial<sub>g,c</sub></i></b>	Investimento Inicial do cenário c do grupo g
<b><i>Max<sub>h1+h2+(h3)</sub></i></b>	Função Máximo para duas horas (h1,h2) – no inverno- ou três horas (h1,h2,h3) – no verão.
<b><i>MaxBateria</i></b>	Capacidade Máxima da bateria
<b><i>MediaConsumo</i></b>	Média Anual do Consumo para as horas em que a bateria é descarregada
<b><i>Min. bateria</i></b>	Nível de carga mínima permitida do sistema de baterias.
<b><i>Nmr Ciclos<sub>d</sub></i></b>	Número de ciclos executados pelo sistema de baterias até ao dia d.
<b><i>Poupanças<sub>g,c,E,a</sub></i></b>	Poupanças do grupo g com a tarifa E no cenário c para o ano a.
<b><i>PrecoHorario<sub>h</sub></i></b>	Preço do Mercado Ibérico de Eletricidade com base horária
<b><i>ProduçãoPV<sub>g,c,t</sub></i></b>	Produção de energia fotovoltaica para o sistema dimensionado para c do perfil g numa base temporal t.
<b><i>Receitas<sub>g,c</sub></i></b>	Receitas (ou perdas) da comercializadora com um consumidor do grupo g para um ano
<b><i>RTP1<sub>h</sub></i></b>	Tarifa Real Time Pricing - Alternativa 1 com base temporal h.
<b><i>RTP2<sub>h</sub></i></b>	Tarifa Real Time Pricing - Alternativa 2 com base temporal h.
<b><i>Tarifa Comercialização</i></b>	Tarifa de Comercialização
<b><i>TarifaEnergiaCheia</i></b>	Tarifa de Energia para as horas de cheia da tarifa bi-horária
<b><i>TarifaEnergiaVazio</i></b>	Tarifa de Energia para as horas de vazio da tarifa bi-horária
<b><i>TarifaUsoRedeCheia</i></b>	Tarifa de Uso da Rede em horas de cheia
<b><i>TarifaUsoRedeVazio</i></b>	Tarifa de Uso da Rede em horas de Vazio
<b><i>TminMercado<sub>d</sub></i></b>	Períodos diários (d) de 15 em 15 minutos das 4 horas de menor preço de eletricidade no Mercado Ibérico de Eletricidade.
<b><i>VAL<sub>g,c,E,a</sub></i></b>	Valor Atualizado Líquido para o projeto dimensionado do grupo g, cenário c e com a tarifa E para o ano a.



# 1. Introdução

## 1.1 Contexto

A eletricidade é, nos dias de hoje, vista como um bem essencial para a vida moderna. Os primeiros exemplos da distribuição de eletricidade remetem para finais do séc. XIX [1] e desde então que tem sido cada vez mais impactante na nossa sociedade – seja no conforto, bem-estar ou bens e serviços. A produção de eletricidade, em conjunto com o setor dos transportes e do aquecimento, são os principais responsáveis pelo uso de combustíveis fósseis, cuja combustão liberta gases poluentes para a atmosfera.

Desde meados do séc. XX que se tem verificado um aumento gradual da concentração de dióxido de carbono ( $CO_2$ ) na atmosfera do nosso planeta. Também, tem-se constatado o aumento na temperatura média global ao que se dá o nome de ‘Aquecimento Global’. Pensa-se que ambos os factos apresentados estejam correlacionados, sendo que uma maior presença de dióxido de carbono e outros gases poluentes levam à maior retenção de radiação solar na atmosfera, levando ao aumento de temperatura [2].

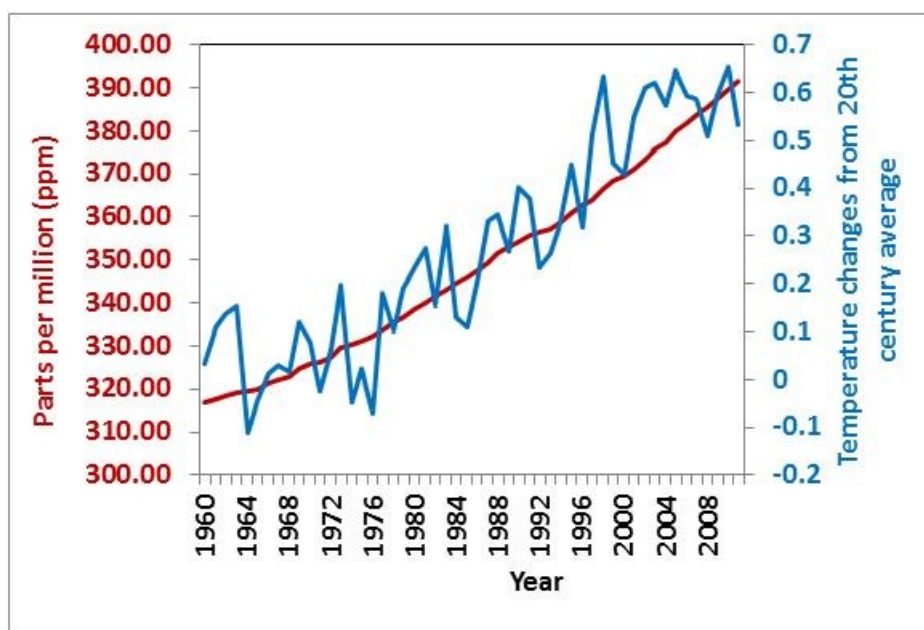


Figura 1.1 - Variação da concentração de  $CO_2$  na atmosfera (vermelho) e das variações da temperatura média global (azul) nos últimos 50 anos. Em 2018, a concentração de  $CO_2$  encontra-se nos 411 ppm e a variação da temperatura média nos 1°C. [3]

A maioria da comunidade científica acredita que o Aquecimento Global tem sido causado pelo uso descomedido e irresponsável de recursos, sobretudo os combustíveis fósseis. [4] Embora estes combustíveis tenham conferido ao ser humano grandes avanços culturais, tecnológicos e socioeconómicos – como ir ao espaço, construir uma sociedade altamente industrializada, eletrificada, globalizada, entre outros – por outro lado o ser humano é agora confrontado com o desafio de que o seu clima e o seu planeta estarão a alterar-se, com todas as possíveis consequências que poderão advir, onde se incluem o aumento do nível médio das águas do mar e a maior e mais forte presença de eventos climáticos extremos como ondas de calor, secas, cheias e furacões. [4]

De forma a reverter ou diminuir a intensidade destes efeitos, vários países e organizações estudam medidas de tornar a nossa sociedade mais sustentável. Uma sociedade que depende sobretudo de recursos energéticos não poluentes como as energias renováveis e que tem um uso mais consciente e eficiente dos seus recursos.

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), nas suas publicações “*World Energy Outlook*” - onde se avançam previsões e cenários para o futuro do uso da energia e as possíveis consequências para o ambiente – estima-se que o uso de eletricidade se torne cada vez mais importante e que continue a aumentar nos próximos anos. Até 2040, estima-se que o uso de eletricidade possa aumentar pelo menos 25% do uso atual, o que se poderá dever à maior eletrificação de países subdesenvolvidos, à maior presença de carros elétricos, aos avanços tecnológicos e digitalização e também à maior presença de energias renováveis. [5]

Energias renováveis como a solar fotovoltaica (PV) e eólica poderão ter um impacto cada vez mais significativo no *mix* energético dependendo dos investimentos realizados. Espera-se que a capacidade instalada da energia solar fotovoltaica ultrapasse a da eólica até 2025, a hídrica até 2030 e possivelmente o carvão até 2040, relevando a importância crescente da energia solar no panorama da geração de eletricidade e da sustentabilidade. [5] No entanto, energias como a solar fotovoltaica ou a eólica apresentam-se como recursos energéticos variáveis no tempo, não controláveis e difíceis de prever com exatidão, que são fatores que distinguem a produção a partir destas fontes de energias quando comparada com a produção nas centrais térmicas convencionais que podem ser facilmente controladas e adaptadas às necessidades de consumo para cada instante no tempo. Isto leva a crer que uma maior dependência neste tipo de recursos levaria à necessidade de uma maior flexibilidade na forma como a energia é gerida e consumida. O conceito de flexibilidade entende-se como a capacidade do sistema de eletricidade se adaptar rapidamente a variações na produção e no consumo e de conseguir manter ambos sempre em equilíbrio. Entre as possíveis fontes de flexibilidade estão as próprias centrais térmicas, a participação ativa do consumidor nas necessidades da rede e também sistemas de baterias, cujo custo tem vindo a diminuir consideravelmente nos últimos anos. [5]

## 1.2. Motivação

A flexibilidade enquadra-se nas medidas de eficiência energética que, em conjunto com as energias renováveis, poderão ter um forte impacto para mitigar as causas e efeitos do Aquecimento Global. Do lado do consumidor – seja ele residencial, comercial ou industrial - a sua contribuição para a flexibilidade da rede elétrica pode ser através de mudanças nos seus padrões de consumo ou através de sistemas auxiliares e de suporte como sistemas PV e/ou baterias.

O setor residencial representa, mundialmente, cerca de 14% de toda a energia final consumida. Quanto ao uso de eletricidade, esta percentagem sobe para 27,1% [6] o que realça a extrema importância que este setor pode ter para assegurar a maior dependência da produção de eletricidade em energias renováveis. No entanto, assegurar a participação de consumidores residenciais em medidas de flexibilidade é uma tarefa complexa devido às raízes socioculturais e motivações envolvidas que, ao contrário do setor comercial e industrial, poderão nem sempre ser baseadas na geração de poupanças monetárias. Fatores como o conforto, disponibilidade e capacidade de investimento representam algumas possíveis dificuldades para a aderência dos consumidores.

Em Portugal, desde 2012 que se iniciou a implementação de um mercado liberalizado, ou concorrencial, de eletricidade. Ao contrário do mercado regulado, este novo mercado confere ao comercializador a capacidade de definir os seus próprios preços e tarifas, dando a oportunidade de criação de novas oportunidades e serviços sendo uma dessas oportunidades a implementação de novas tarifas e programas que motivem a flexibilidade por parte do consumidor em troca de benefícios económicos e/ou ambientais. A Coopérnico, uma cooperativa nacional de energias renováveis, compromete-se a entrar no mercado de eletricidade como comercializadora em finais de 2019, com foco em clientes residenciais. O estudo da implementação de medidas de flexibilidade vai ao encontro da visão e missão desta cooperativa – que enquadra a realização desta dissertação - pelo que se torna benéfico e útil o estudo de possíveis poupanças advindas deste tipo de medidas.

Existem ainda alguns constrangimentos relativos à integração de medidas de flexibilidade no setor residencial sendo um dos principais obstáculos a infraestrutura de medição dos consumos que limitam as tarifas e programas possíveis de serem propostos ao consumidor. No entanto, com todos os esforços e objetivos estabelecidos pela União Europeia para um futuro mais sustentável, é esperado que essa mesma infraestrutura se adapte a estas necessidades nos próximos anos, com a possibilidade de trazer novas oportunidades relativas à forma como a eletricidade é consumida e monetizada. As novas tecnologias, sobretudo os equipamentos eletrónicos cada vez mais eficientes, com capacidades de serem controlados remotamente e automaticamente, poderão ter um papel importante na presença crescente da flexibilidade no setor residencial assim como nos restantes setores.

### **1.3. Objetivos**

A dissertação aqui apresentada tem por objetivo avaliar o impacto económico de medidas de flexibilidade com foco nas poupanças do consumidor residencial no contexto português, onde se tecem algumas considerações das possíveis poupanças para o comercializador de eletricidade.

Como incentivo para implementar medidas de flexibilidade serão desenhadas tarifas dinâmicas – vistas como um forte impulsionador para incentivar a flexibilidade do consumo - que motivam mudanças de comportamento dos consumidores, onde se irá comparar as poupanças adquiridas através destas novas tarifas com as tarifas atualmente aplicadas no mercado nacional.

As medidas de flexibilidade a serem estudadas serão compostas por três cenários: gestão de consumo comportamental (GCC), onde o consumidor altera o seu consumo em algumas horas críticas do ano, expressas em percentagem; sistema fotovoltaico (PV), em que a produção fotovoltaica satisfaz o consumo parcialmente ou totalmente na presença de radiação solar; sistema fotovoltaico com baterias (PVbat), em que para além do consumo ser satisfeito pela produção fotovoltaica, um sistema de baterias é capaz de auxiliar e satisfazer as necessidades de consumo nas horas em que a rede se apresenta mais congestionada e os preços no mercado de eletricidade forem mais elevados. Para os cenários PV e PVbat será realizada uma análise custo/benefício para a duração destes projetos. Todos os modelos e simulações serão implementados em *Matlab*.

Por fim, pretende-se realizar uma análise quantitativa e qualitativa dos resultados obtidos, incluindo tudo aquilo que se destacou na realização da dissertação.

## **1.4. Estrutura do documento**

A atual dissertação está dividida em seis capítulos.

O Capítulo 1 foca-se na introdução, onde o contexto, motivação e objetivos são destacados.

No Capítulo 2 são apresentados os conceitos teóricos de maior importância, incluindo alguns exemplos internacionais e referências de importância.

O Capítulo 3 apresenta os métodos e dados utilizados para o modelo a ser executado na ferramenta *Matlab*. A destacar o desenho das tarifas dinâmicas e a modelação e método de implementação dos vários cenários apresentados.

No Capítulo 4 apresentam-se os resultados obtidos através das simulações onde se salientam os aspetos observados mais importantes.

No Capítulo 5 é feita a discussão dos resultados onde são feitos vários comentários acerca dos resultados obtidos e outras considerações importantes. Também é incluído um exemplo de implementação para motivar a adesão às tarifas dinâmicas e medidas de gestão de consumo.

O Capítulo 6 apresenta as principais conclusões retiradas deste trabalho assim como as possibilidades para trabalhos futuros.

## 2. Enquadramento

### 2.1. Smart Grid

Hoje em dia a infraestrutura da rede elétrica – meio usado para distribuir energia para todos os consumidores – é uma infraestrutura envelhecida e cujos princípios de funcionamento são praticamente os mesmos desde o início da sua implementação em meados do séc. XX. Desde esse tempo que a energia é produzida em grandes centrais elétricas e depois é transportada – em alta tensão para que seja possível o transporte a grandes distâncias evitando ao máximo as perdas por efeito Joule – até chegar ao consumidor, passando por estações de transformação que adaptam o nível de tensão às necessidades de cada consumidor. Outras especificações importantes a ter em conta é que esta rede é composta pela rede de transmissão, responsável pelo transporte a grandes distâncias, e pela rede de distribuição, que rege a distribuição a nível local. A rede elétrica deve garantir que a produção e o consumo estejam constantemente em equilíbrio para prezar o seu bom funcionamento. [7]

A rede elétrica atual é considerada analógica sendo que a energia segue um fluxo desde os pontos de maior tensão até aos pontos de tensão mais baixa com o mínimo de controlo. Uma analogia possível de ser feita é que a rede elétrica funciona como um rio, onde a água (eletricidade) vai desde a nascente ou ponto mais alto (de maior tensão) até chegar aos seus vários destinos que se encontram a altitudes mais baixas (pontos de menor tensão). Este funcionamento também é considerado maioritariamente unidirecional pois o fluxo de eletricidade que pode passar de uma estação de menor tensão para uma estação de nível superior é muito limitado de forma a garantir que o fluxo seja sempre no mesmo sentido – da mesma forma que um rio não é influenciado pelo caudal de um afluente o suficiente para que o caudal inverta o seu sentido.

Estes princípios, embora adequados para a altura em que foram desenhados, não contavam com a produção descentralizada advinda principalmente de recursos renováveis que como também já foi referido, têm uma presença cada vez mais necessária para um futuro sustentável.

Existem cada vez mais centrais de energia renovável como a eólica e a fotovoltaica. Estas centrais apresentam o problema de necessitarem de estações de transformação de alta tensão para serem distribuídas em longas distâncias, o que implica custos elevados em infraestrutura e manutenção. Caso não seja criada essa infraestrutura, estas centrais ficam limitadas a nível local e à rede de baixa ou média tensão em que são inseridas. Este é, muitas vezes, o problema da distribuição de energia renovável a nível dos pequenos e médios produtores pois a eletricidade apenas pode ser distribuída a nível local.

O facto das energias renováveis no setor elétrico (e não só) serem cada vez mais necessárias é incompatível com o facto da rede elétrica atual apresentar uma estrutura antiquada. É necessário que essa mesma rede se adapte a estas novas necessidades e que permita uma maior facilidade na distribuição de recursos renováveis que não têm origem em grandes centrais. A rede elétrica necessita de um fluxo bidirecional de energia e informação que permita à energia fluir para onde é necessário, quando é necessário. Entre essa e outras adaptações à rede elétrica nasce um novo conceito, uma nova denominação para a rede elétrica, a *Smart Grid* (SG).

A SG é um conceito amplo com várias definições e que tem vindo a ganhar importância nos últimos anos. Segundo o Departamento de Energia dos Estados Unidos, a SG é:

*“(...) Uma rede de distribuição de energia automatizada e amplamente distribuída, a Smart Grid será caracterizada por um fluxo bidirecional de energia e de informação capaz de monitorizar tudo desde as centrais de produção de energia até às preferências do consumidor no que toca ao uso dos seus equipamentos individuais. Este conceito incorpora na rede elétrica os benefícios da computação e da comunicação para gerar informação em tempo real e permitir o balanço quase instantâneo entre a oferta e a procura de eletricidade”. [8]*

Como referido na definição, a SG não é apenas uma rede bidirecional de energia e informação, mas também é toda uma estrutura de interoperabilidade entre consumo e produção altamente dependente em novas tecnologias de informação, monitorização e gestão. Tanto as redes de distribuição e transmissão como o próprio consumidor devem ter sensores que monitorizem os seus movimentos e que comuniquem entre si de forma a garantir o funcionamento ótimo de toda a rede. Ao contrário da rede atual, na SG o consumidor é considerado como um participante ativo nas necessidades da rede, o que será um fator importante para o desenvolvimento desta dissertação.

Com este novo conceito da rede elétrica, será possível atingir novos níveis de eficiência, o que trará grandes benefícios aos operadores do sistema como a redução de perdas devido a menores distâncias percorridas pela eletricidade; uma estrutura de comunicação e gestão da rede eficiente e em tempo real levará a serviços de suporte e manutenção mais rápidos e eficientes. A SG será um sistema mais confiável, controlável, seguro e intercooperativo entre os seus vários subsistemas. [7]

Um problema que surge com a maior presença de renováveis, com origem descentralizada e com a maior dependência local dos recursos energéticos, está na grande variabilidade apresentada por estes recursos (eólica, solar), fazendo com que seja pouco confiável a dependência dos consumidores nestas formas de energia. Por exemplo, embora a energia solar a ser produzida por uma central fotovoltaica seja possível de prever com alguma acuidade, é, no entanto, muito difícil prever as horas exatas em que uma certa nuvem poderá reduzir drasticamente a produção da central. Logo, seria irrealista um grupo de consumidores depender exclusivamente dessa central para o seu fornecimento de energia. Uma forma de contrariar a variabilidade e imprevisibilidade destes recursos está no acoplamento de várias centrais deste tipo numa Central Virtual capaz de tratar a produção de várias centrais como uma só. Com esse acoplamento e a possibilidade de gerir os recursos como necessário tornaria possível suavizar as pequenas variações locais (ex: nuvens) e obter valores de produção melhor adequados às previsões, sendo possível um melhor funcionamento do sistema.

A maior descentralização dos recursos e a menor dependência numa estrutura centralizada incorpora no conceito da SG um outro conceito importante, a *Micro Grid* (MG). A MG é uma estrutura de fornecimento de energia, desenhada para ser independente e gerar os seus próprios recursos energéticos de forma a satisfazer as necessidades de um ou vários consumidores (podendo ser aplicada a edifícios, grupos de edifícios, empreendimentos comerciais e industriais, entre outros). A MG apresenta uma elevada dependência em recursos renováveis assim como em ferramentas de armazenamento e auxílio de energia como baterias e células de combustível. Embora tenha uma elevada independência, a MG deve ainda assim comunicar e estar inserida em toda a estrutura informatizada da SG de forma a contribuir para a interoperabilidade de toda a estrutura ao mesmo tempo que diminui drasticamente a dependência na estrutura centralizada atual. A MG apresenta elevados custos iniciais, mas no geral contribui grandemente para os objetivos que a SG se compromete a atingir.

Com a maior dependência nestes recursos variáveis e também graças às futuras capacidades de intercomunicação da SG, torna-se essencial que o consumidor também seja capaz de alterar os seus padrões de consumo em situações de congestão ou necessidade da rede, o que poderá ou não ser realizado de uma forma autónoma pelos próprios equipamentos “inteligentes” integrados nesta estrutura com o devido consentimento e compensação ao consumidor.

O facto de a SG ser uma estrutura altamente informatizada e computadorizada traz, no entanto, algumas preocupações quanto à segurança dos dados pessoais dos consumidores contra ataque cibernéticos. A implementação da SG deve ter em conta todos estes aspetos e apresentar uma estrutura altamente segura contra este tipo de ocorrências. Para além desta, existem muitas outras especificações e conceitos referentes à implementação da SG que não serão aqui referidos como por exemplo que tipo de protocolos de comunicação e equipamentos deverão ser usados para o bom funcionamento da mesma. [7]

Existem nos dias de hoje vários estudos e projetos-piloto relativos à implementação da SG por todo o mundo (EUA, Europa, China, Brasil, Coreia do Sul, Japão, Índia). Na Europa já foi contabilizado um investimento, entre 2010 e 2020, de cerca de 56,5 mil milhões de euros num total de mais de 500 projetos que investigam, demonstram e implementam vários aspetos relacionados com a SG. Entre alguns desses projetos estão: *Smart City Malaga*, *Grid4EU*, *Inovgrid*, *Low Carbon London*, *Price*. [9]

## **2.2. Infraestrutura de Comunicação Avançada - *Smart Meters***

A implementação da SG irá requerer novos equipamentos e infraestrutura em todos os intermediários no funcionamento da rede elétrica. Um desses intermediários será o consumidor.

A contagem inteligente, ou *smart metering* é um mecanismo visto como necessário na SG que controla e monitoriza o comportamento dos consumidores. O sistema denominado de *Advanced Metering Infrastructure* (AMI) ou, em português, Estrutura de Contagem Avançada, é visto como um passo lógico para a implementação da SG. Este é um sistema que consiste não só na contagem automática do consumo através de um *smart meter* (contador inteligente) – um aparelho eletrónico que tem maior detalhe na contagem de eletricidade quando comparado aos contadores normais - mas também uma comunicação constante desses consumos com a comercializadora de eletricidade e toda a estrutura da SG para garantir o seu melhor funcionamento. É uma ferramenta capaz de ler, analisar, controlar e monetizar de uma forma detalhada o consumo do utilizador permitindo um melhor funcionamento de todo o sistema e também a gestão do consumo do utilizador. [7]

Embora os contadores comumente usados sejam considerados robustos, confiáveis e baratos, os mesmos necessitam de intervenção humana para recolher, comunicar e armazenar esse tipo de informações. Para além disso, ao contrário dos *smart meters* estes contadores não são capazes de recolher informações detalhadas sobre o consumo como por exemplo o consumo a cada dia, hora ou até em menores períodos temporais. A presença de um *smart meter* irá permitir a existência de novos serviços energéticos e contratos de energia. Os *smart meters* também permitem a existência de, por exemplo, mostradores digitais que visam fornecer informações detalhadas ao utilizador sobre o seu consumo, dando-lhes *feedback* sobre os seus comportamentos, custos e emissões, podendo incentivar um melhor comportamento. Outra utilidade está na possibilidade de controlo ótimo entre, por exemplo, o consumo e a descarga de baterias ou outro tipo de fonte de energia controlável, algo que será importante para esta dissertação.

As variáveis que a presença de um *smart meter* pode trazer ao panorama da faturação, gestão e monitorização do consumo são imensas. Estas variáveis podem ser utilizadas para melhorar o comportamento dos consumidores, redefinir e desenhar novas tarifas ou impor outros tipos de sistemas que incentivem mudanças de comportamento para um melhor uso dos recursos. Espera-se que com estes aparelhos haverá menos queixas relativas ao sistema de faturação, uma maior consciência dos consumidores face ao seu consumo e finalmente melhores previsões de consumo e dos comportamentos para garantir o balanço entre o consumo e a produção.

As ferramentas de *feedback* possíveis de aplicar na presença de um contador inteligente informam o consumidor sobre o seu comportamento e também os seus gastos energéticos. Estas ferramentas servirão como auxílio para potenciar alterações de comportamento do consumidor. Em combinação com sinais de preços localizados e também tecnologias de equipamentos elétricos cada vez mais avançados e conectados entre si, será a fórmula ideal para potenciar a vinda da SG e um melhor funcionamento da rede elétrica. [7]

Exemplos de estudos relacionados com o feedback energético evidenciam reduções de consumo e poupanças económicas anuais de 5 a 15 % com alguns casos até aos 20% mesmo em casos onde não se aplica qualquer motivação económica “extra” para incentivar essas mudanças no consumo. [12][13] O facto de o utilizador ser capaz de ter uma leitura palpável das suas ações pode servir como motivação para as praticar mais regularmente.

Existem, no entanto, alguns problemas evidenciados nestes estudos como, por exemplo, o abstrativismo da informação numérica – o utilizador poderá não saber interpretar os seus valores de consumo de forma a retirar conclusões ou fazer análises que o beneficiem. Os custos financeiros assim como constrangimentos temporais para tomar estas ações também pode ser um obstáculo para o uso dos *smart meters*, das ferramentas de feedback e para realizar ações de gestão de consumo. [13]

Existem vários estudos sobre tentativas de implementação de ferramentas de feedback e abaixo segue uma lista de recomendações que uma ferramenta deste tipo deve conter: [10-15]

- Deve ter uma interface *user-friendly* e fácil de compreender.
- Ao invés de apresentar apenas os dados de consumo como números, valores e gráficos, deve também conter uma parte de análise aos consumos que confere informação útil e interessante ao consumidor de forma a mantê-lo interessado na ferramenta. A apresentação de dados poderá não ser feita apenas com consumos de energia, mas também com valores monetários ou até emissões de CO<sub>2</sub>.
- A ferramenta deverá dar ao utilizador a sensação de que a informação dada é relevante para os seus padrões de consumo e as dicas de redução de consumo são personalizadas, não fazendo parte de uma base de dados genérica. A personalização é vista como um forte fator atrativo nestas aplicações.
- Finalmente, notou-se que a utilização destas ferramentas, embora seja interessante nos primeiros meses, acaba por perder a sua atratividade para o consumidor depois de algum tempo. Para evitar que isto aconteça, a ferramenta de feedback deve conter elementos que chamem a atenção constante do utilizador quando assim for necessário. Alguns exemplos são a apresentação de notificações esporádicas ao consumidor com análises relevantes sobre o seu consumo e a possibilidade de possíveis poupanças e comparações com outros meses.



A integração destes vários fatores e a sua combinação e adequação para cada tipo de público-alvo, da sua região ou fundação cultural parecem ser características importantes para o sucesso da implementação destas ferramentas.

Como já foi referido, será necessário que acompanhado a estes aparelhos haja toda uma infraestrutura digital e novos serviços que complementam este sistema de informação e comunicação. Para complementar os *smart meters* o conceito dos *Energy Management Systems* (EMSs) deve também ser relevado. Os EMSs permitem a monitorização, análise e controlo sobre os equipamentos elétricos de um edifício ou residência por meio de sensores, comandos e algoritmos. Os EMSs, em combinação com os *smart meters* e a AMI adequada devem fornecer as ferramentas necessárias para que o consumidor realize ações que beneficiem o bom funcionamento da rede elétrica. [15]

Na Diretiva 2009/72/EC da União Europeia, os Estados-Membros são requisitados a estudar a viabilidade económica da distribuição de *smart meters* como um passo chave para a implementação da SG. No caso de se mostrar viável, cada Estado-Membro deve garantir que 80% dos consumidores possuam um destes aparelhos até 2020. [16] A Itália é um dos precursores da instalação dos contadores inteligentes com uma presença em cerca de 85% dos seus consumidores. Também países como a França, Irlanda, Holanda, Noruega e Espanha são países que se comprometeram em distribuir *smart meters* a 100% dos seus consumidores até 2020. [17] No caso de Portugal, a EDP Distribuição compromete-se a distribuir *smart meters* a 100% dos seus consumidores até 2022 [18].

Estima-se que a distribuição dos contadores inteligentes por toda a Europa terá um custo de cerca de 51 mil milhões de euros. Este investimento será recompensado ao eliminar as leituras manuais, permitir a deteção rápida de falhas de energia, minimizar os furtos de eletricidade e permitir a conexão/desconexão remota de serviços, o que se refletirá em reduções de custo para as entidades responsáveis, que por seu lado levará a preços de eletricidade reduzidos para os consumidores. [17] É também estimado, no mesmo artigo, que estas vantagens poderão levar a poupanças entre os 26 e os 41 mil milhões de euros num espaço de 20 anos, deixando uma separação entre o investimento e as poupanças de 10-25 mil milhões de euros. No entanto, os valores aqui referidos não contabilizam outros serviços capazes de serem criados com a implementação destes contadores, como por exemplo estratégias de Gestão de Consumo como tarifas ou incentivos para alterar o comportamento dos consumidores que poderão gerar ainda mais poupanças na tentativa de fazer com que haja retorno do investimento.

## 2.3. Gestão de Consumo

A Gestão de Consumo, *Demand Side Management* ou *Demand Response*, é outro conceito muito importante para a SG. Como já foi referido, a SG visiona uma dependência cada vez maior em recursos renováveis variáveis no tempo, o que torna cada vez mais importante a participação ativa do consumidor para o bom funcionamento da rede elétrica. Os benefícios que a participação ativa do consumidor pode ter na rede elétrica são múltiplos. Por exemplo, se uma quantidade muito abrangente de consumidores diminuir o seu consumo de eletricidade numa hora de elevada congestão da rede, essa diminuição de consumo poderá evitar que uma central térmica de baixa eficiência e elevado custo – construída com o objetivo de ser ligada algumas vezes por ano para satisfazer as necessidades da rede apenas em algumas horas críticas – não seja ligada, fazendo com que o consumo seja satisfeito apenas com fontes de energia mais eficientes, menos poluentes

e mais baratas. De referir que, na Europa, 5-8% da capacidade instalada das centrais de produção de energia apenas é utilizada 1% das horas do ano. [17]

Continuando, caso esse aglomerado de consumidores executar este tipo de ações regularmente e quando assim necessário, isso poderá levar a que estas centrais não sejam construídas ou que se adie a sua construção e utilização, – o mesmo se aplicaria para reforços na infraestrutura da rede elétrica - o que se refletiria em poupanças de milhares ou milhões de euros para as entidades responsáveis. Outras vantagens seriam a redução da volatilidade dos preços do mercado para as comercializadoras, um melhor balanço entre a produção e o consumo e a oportunidade de os consumidores reduzirem a sua fatura de eletricidade.

No entanto, nem sempre é fácil fazer com que os consumidores mudem o seu comportamento ou os seus padrões de consumo. Normalmente, o consumidor deve ter uma motivação para participar nestas ações, podendo ser por razões económicas, ambientais ou até competitivas entre vários consumidores. A importância dada a cada aspeto depende da cultura e personalidade de cada consumidor. No entanto, a maior motivação para realizar gestão de consumo são normalmente razões económicas. [19] Existem algumas outras limitações no que toca à realização da gestão do consumo por parte dos consumidores sendo que algumas ações podem levar à diminuição do seu conforto, – seja por realizar as ações ou por estar sujeito a elas - o que nem sempre poderá ser do seu agrado e podendo também limitar o número e impacto destas ações. A automação, monitorização e tecnologias de controlo dos equipamentos (EMSs) são vistas como fundamentais para gerir o consumo energético, facilitando e otimizando a participação dos consumidores nestas ações.

A destacar três maneiras possíveis do consumidor realizar a gestão de consumo, sendo essas: reduzir o seu consumo de energia – *load shedding*; alterar o seu consumo para outras horas do dia – *load shifting* ou recorrer à geração local de energia, aumentando a sua independência em relação à rede elétrica – *onsite generation*.

Por exemplo, quando se apaga uma luz ou se diminui a temperatura de um sistema de aquecimento estamos a realizar *load shedding*, enquanto que ao alterar a hora de funcionamento de uma máquina de lavar estamos a realizar *load shifting*. A geração local de energia pode ser efetuada com sistemas de baterias ou células de combustível que respondem às necessidades de consumo quando a rede assim necessitar.

Com o foco nas razões económicas que motivam o consumidor a alterar o seu comportamento, as estratégias de gestão de consumo existentes são várias e com base em [20][21] podem dividir-se em dois tipos: à base de tarifas e à base de incentivos. Nos programas à base de tarifas a mudança de comportamento é motivada pela mudança do preço de eletricidade em certas horas do dia de forma a convencer o consumidor a alterar o seu consumo para horas que mais beneficiem quanto paga e dentro da sua conveniência. Nos programas à base de incentivos existem incentivos monetários - normalmente valores fixos ou pré-estabelecidos – que o consumidor recebe caso se comprometa em reduzir o consumo de alguns dos seus equipamentos em determinada quantidade em certas alturas do ano.

Será agora feita uma análise qualitativa, com vantagens e desvantagens, às várias estratégias existentes dentro de cada tipo de programa de gestão de consumo. [17][20][21]

### 2.3.1. Gestão de Consumo baseada em tarifas

Os programas à base de tarifas consistem na implementação de esquemas de preços que motivam mudanças de comportamento. Isso pode ser feito através de tarifas estáticas ou dinâmicas. As tarifas estáticas implicam um horário – e normalmente, também preços - fixo e pré-estabelecido para as mudanças de preço. Estas tarifas são apelidadas “*Time of Use (ToU)*” ou Tarifas Horárias, em português. Nas tarifas dinâmicas a escolha dos períodos horários e dos próprios preços pode variar durante o ano e consoante as necessidades da rede elétrica – por exemplo, preços elevados no mercado de eletricidade que normalmente são conhecidos com pouca antecedência levam à existência de preços elevados de eletricidade para os consumidores, que são avisados alguns dias antes. Dentro das tarifas dinâmicas existem vários tipos de tarifas que serão aqui apresentadas: *Critical Peak pricing* (CPP), *Critical Peak Rebate* (CPR) e *Real Time Pricing* (RTP).

#### 2.3.1.1. *Time of Use*

Este tipo de tarifas são as mais conhecidas no espectro da gestão de consumo e são nos dias de hoje muito utilizadas internacionalmente. Ao contrário de uma tarifa simples onde existe apenas um preço de eletricidade para todo o ano, nestas tarifas podem existir vários períodos horários com diferentes preços. Em Portugal, para o setor residencial exemplos destas tarifas são a tarifa bi-horária e tri-horária. Para consumidores com mais intensidade de consumo existem ainda outras opções. [22]

Até aos dias de hoje estas tarifas mostraram-se uma forte ferramenta de gestão de consumo, sobretudo devido à sua fácil implementação e compreensibilidade. No entanto, levanta-se a questão se se encontra de acordo com as necessidades da SG continuar com este tipo de tarifas, com períodos horários fixos e variabilidade limitada.

#### 2.3.1.2. *Critical Peak Pricing*

A tarifa CPP consiste em aplicar preços elevados de eletricidade durante certas horas do ano quando a rede elétrica apresenta congestão e preços altos no mercado de eletricidade. Estas horas de pico têm geralmente um aumento de preço considerável para motivar a ação do consumidor, que é alertado sobre as mudanças de preço alguns dias antes.

Em França, a tarifa TEMPO da empresa *Électricité de France* (EDF) mistura a tarifa bi-horária (ToU) com uma vertente CPP, onde existem dois períodos horários que são fixos mas os preços desses períodos podem variar de dia para dia, entre três opções caracterizadas por diferentes cores: azul, branco e vermelho. Azul é o dia de energia mais barata e vermelho o mais caro. O aumento de preço entre os dias azul e vermelho nos horários de pico pode ser de até 400%. [23]

Em Portugal está também a ser estudada a implementação de uma tarifa CPP, estando atualmente em curso um projeto-piloto da ERSE. Neste estudo apenas se incluem os utilizadores de Alta Tensão, Média Tensão e Alta Média Tensão (AT, MT e MAT), excluindo-se o setor residencial - que utiliza Baixa Tensão (BT). [24-26] Mesmo assim, é um bom exemplo que será considerado para este trabalho.

### Vantagens

- **Compreensão** - Apesar de ser um pouco mais complexa do que as tarifas ToU, ainda é baseada no conceito de que há uma mudança de preço num intervalo definido de horas, então a compreensibilidade é favorecida.

- **Sinal de preço forte** – Devido à presença de preços elevados, poderá ser uma forte motivação para alterar comportamentos, podendo isso levar a grandes reduções de consumo nas horas consideradas.

### **Desvantagens**

- **Difícil de aceitar** - Os consumidores podem não aderir ou concordar com a tarifa, uma vez que o aumento de preços é alto.

- **Infraestrutura** - Como todas as tarifas dinâmicas, é necessária uma infraestrutura física e digital para suportar estas tarifas, tornando a sua implementação dispendiosa.

#### **2.3.1.3. Critical Peak Rebate**

A tarifa CPR também se concentra nas horas de maior congestão da rede e elevados preços do mercado que ocorrem ao longo do ano. Mas, em vez de aumentar o preço como a tarifa CPP, esta tarifa dá um desconto monetário aos consumidores caso o seu consumo esteja abaixo de um certo patamar de consumo. Se o patamar de consumo estabelecido é ultrapassado não há desconto para o utilizador e pode até haver um custo extra.

Existem várias maneiras para implementar este tipo de tarifa. Por exemplo, a definição do nível de consumo pode variar, onde pode ser definido como um padrão para todos os consumidores dentro de um determinado nível de consumo ou pode ser baseada no consumo habitual do consumidor. [21]

Na Austrália, que tem problemas de escassez de energia e, portanto, a gestão de consumo é vista como uma necessidade, vários programas para o setor residencial já foram implementados. Entre eles, o *PeakSaver*, uma tarifa CPR da empresa *Endeavor Energy* que pagava aos consumidores por manterem o seu consumo abaixo de um limiar personalizado para certas alturas do ano. O preço pago era de 1,5 dólares australianos por kWh reduzido em comparação com a linha de base. A redução de consumo nas horas críticas alcançada pelos consumidores que usufruíram deste programa foi em média 17,1%, em 2015. [27]

### **Vantagens:**

- **Aceitação fácil**- Os consumidores tendem a não recusar um desconto.

- **Proteção contra preços altos** - Diferentemente da tarifa CPP, não há aumento considerável de preços para desmotivar o usuário de escolher esta tarifa. No entanto, em algumas variações, preços mais altos podem ser aplicados.

- **Compensação por bom comportamento** - o fato de o consumidor receber um incentivo monetário para mudar o seu comportamento oferece uma motivação extra para continuar a realizá-las. É um incentivo direto, enquanto a tarifa CPP apresenta um incentivo indireto às mudanças de comportamento.

### **Desvantagens:**

- **Determinar um perfil** – Na definição dos níveis de consumo, a utilização de um perfil padrão pode gerar controvérsia já que não há consumidores idênticos e alguns podem beneficiar mais do que outros. No entanto, se os perfis forem adaptados para cada consumidor, isso pode implicar mais custos (*software* e/ou mão de obra) e o risco de certos consumidores exagerarem os seus perfis de consumo para obter benefícios mais tarde. Por fim, para calcular um perfil preciso, é necessária uma grande quantidade de dados para todo o ano, o que também poderá ser difícil de obter.

- **Infraestrutura** - Como todas as tarifas dinâmicas, é necessária uma infraestrutura física e digital para suportar estas tarifas, tornando a sua implementação cara.

#### **2.3.1.4. Real Time Pricing**

A tarifa RTP consiste na aplicação de preços de eletricidade que variam numa base horária e conforme os preços do Mercado de Energia. Os preços do Mercado, por seu lado, dependem da disponibilidade dos recursos, da oferta e da procura a cada momento.

Esta tarifa confere às comercializadoras uma diminuição do risco pois ao invés de ser definido um preço fixo para as tarifas ao início do ano - baseadas numa estimativa de preços de mercado para o ano que está por vir – com a tarifa RTP os preços irão variar por si mesmo de acordo com o mercado, reduzindo assim o risco das flutuações anuais de preço e de desequilíbrios monetários dependentes de boas ou más estimativas para a Tarifa de Energia - que será melhor descrita na Secção 3.1.

Em Espanha, a tarifa RTP "PVPC" (*Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor*) está atualmente a ser utilizada por consumidores residenciais espanhóis. Esta tarifa é uma tarifa que varia de hora em hora com base no mercado Ibérico - o mesmo mercado utilizado em Portugal. Para além disso, esta tarifa tem também uma vertente bi-horária, isto é, o preço não é só influenciado pelo preço do mercado, mas também varia caso se trate de uma hora de cheia ou hora de vazio. O programa em causa está ainda em fases inicial de implementação, sendo que a infraestrutura de medição ainda se baseia em perfis de consumo padronizados para grande parte dos consumidores. No entanto, espera-se que os 16 milhões de utilizadores desta tarifa tenham um *smart meter* capaz de medir os consumos numa base horária antes do final de 2018. [28]

#### **Vantagens:**

- **Satisfação do cliente** - Ao pagar com base no preço exato de mercado, os consumidores sentem que estão a pagar de forma justa pela energia que utilizam.

#### **Desvantagens:**

- **Difícil de entender** - Este tipo de tarifa apresenta a maior diferença em relação às tarifas ToU atuais ou tarifas únicas no mercado, o que pode gerar confusão entre os consumidores.

- **Variação de Preços** - A variância ao longo de todas as horas e em todos os dias pode aumentar a dificuldade do consumidor em estabelecer hábitos e rotinas.

- **Infraestrutura** - Como todas as tarifas dinâmicas, é necessária uma infraestrutura física e digital para suportar estas tarifas, tornando a sua implementação cara.

#### **2.3.2. Gestão de Consumo baseada em incentivos**

Em relação aos programas baseados em incentivos, pode haver três tipos: Programas Voluntários, Obrigatórios ou de Liquidação de Mercado. [20-21]

Nos programas **Voluntários**, os consumidores disponibilizam parte da sua carga elétrica para que a comercializadora, com o consentimento dos utilizadores, controle remotamente o seu uso durante horas de congestão da rede/preços de mercado elevados. Em alguns casos, o consumidor poderá fazer isso por conta própria ou poderá escolher se quer participar ou não em cada ocasião. Os objetivos são reduzir a compra de eletricidade (por parte da comercializadora) quando os custos de energia no mercado são elevados (Controlo Direto de Carga ou *Direct Load Control* -

DLC) ou porque a rede está a passar por uma situação de emergência (Controlo de Carga de Emergência).

Os programas **Obrigatórios** implicam que o consumidor de eletricidade seja obrigado a reduzir parte de sua carga para que a rede funcione adequadamente. Geralmente, este tipo de programa é destinado a consumidores de elevada intensidade de consumo (consumidores industriais) sendo de resto muito semelhante aos programas voluntários.

Nos programas de **Liquidação de Mercado**, o consumidor de eletricidade é visto como um participante no mercado de eletricidade, podendo vender serviços de redução de consumo. Por exemplo, em dias em que a rede está congestionada e estão a ser utilizadas centrais de emergência – pouco eficientes e de elevado custo - este tipo de serviço poderia ajudar a evitar essa situação. [29] De todos os programas de gestão de consumo mencionados, este é o menos desenvolvido e implementado. Isto porque é um conceito muito complexo que exige nova legislação e a existência de um novo *player* no mercado: um agregador. [21] A função do agregador é agregar um número considerável de consumidores, sejam industriais, comerciais e/ou residenciais, e gerir parte da sua carga para que seja possível fazer ofertas no mercado que tenham relevância. A existência de um agregador com estas funções é uma das ideias incluídas no conceito da SG. [30]

#### **2.3.2.1. Direct Load Control**

Os programas de DLC são dos que têm mais exemplos de implementação e por isso será dado algum destaque a este tipo de programas. Como foi dito, este é um programa voluntário em que o participante especifica se deseja que um certo equipamento seja controlado durante determinados dias. Entre os possíveis aparelhos a serem controlados estão os sistemas AVAC, caldeiras, frigorífico e máquinas de lavar roupa / louça. Este tipo de controlo pode exigir que os dispositivos tenham funções de automação e controlo remoto. [15]

Os programas *CoolSaver* e o *PoolSaver*, também da *Endeavor Energy*, Austrália (responsáveis pela tarifa CPR mencionada anteriormente), são programas baseados em incentivos que são capazes de controlar sistemas de AVAC e piscinas, respetivamente, durante horas críticas de congestão da rede. Para o programa *CoolSaver*, o incentivo é uma quantia fixa de 60 dólares australianos por ano e para o *PoolSaver* não há incentivo real, mas sim uma redução na conta de eletricidade no final do ano devido ao controlo remoto do sistema da piscina por parte do provedor de serviços. [31]

#### **Vantagens**

- **Dinheiro fácil** - o consumidor tem o mínimo de esforço neste tipo de programa, já que ele só precisa de concordar com o comercializador e começará a receber os incentivos. Além disso, é provável que sua conta de eletricidade também diminua.

- **Boa gestão** - Ao contrário dos programas baseados em preço, aqui o provedor do serviço controla os aparelhos e, portanto, pode prever melhor o impacto sobre a carga de cada cliente. A geração de poupanças para a comercializadora será mais previsível do que na gestão de consumo baseada em tarifas.

#### **Desvantagens**

- **Privacidade** - Os consumidores podem ter dificuldade em aceitar que terão alguém a controlar os seus aparelhos.

- **Conforto** - Embora projetado para não interferir no conforto, pode haver mudanças mínimas na temperatura ambiente quando os programas de DLC são implementados em sistemas AVAC, o que pode não ser do agrado do utilizador. Outro tipo de aparelhos e programas poderão influenciar o conforto de outras maneiras.

- **Caro** - Nem todos os aparelhos têm capacidade para serem controlados remotamente e esse tipo de equipamentos é dispendioso. Isso pode limitar o número de utilizadores capazes de participar em programas DLC ou exigir um investimento extra nesses aparelhos para participar. Um *smart meter*, embora não obrigatório, também é recomendado, o que aumenta ainda mais os custos

## 2.4. Considerações gerais

Embora a gestão de consumo já seja incentivada e realizada através das tarifas *ToU*, as mesmas poderão não ser suficientes para acompanhar as necessidades dinâmicas da SG. As tarifas dinâmicas e os programas de incentivos mostram-se como uma ferramenta mais eficaz para motivar mudanças de comportamento devido aos fortes sinais de preços e variação com as necessidades da rede a cada momento. No entanto, estas medidas necessitam de uma infraestrutura mais digitalizada de informação, a necessidade de um contador inteligente. Essas também necessitam de ser integradas de maneira ótima para garantir a sua aceitação por parte dos consumidores mais céticos em relação a novas maneiras de monetizar a eletricidade.

Em vários projetos-piloto relativos a estratégias de gestão de consumo realizados por todo o mundo, sobretudo nos EUA, os resultados obtidos foram bastante satisfatórios, atingindo-se reduções de consumo entre 5% e 50% em horas de pico de consumo. [32] Com estes vários projetos denota-se que o resultado depende de como cada um é implementado, desenhado e informado aos consumidores. Denotou-se também que as maiores percentagens de redução pertenciam a consumidores com equipamentos mais dispendiosos e sofisticados que estavam automatizados a responder às variações de preço para produzir poupanças ao invés de ser necessário o consumidor executar as ações por si. Este facto releva a grande importância que a automação e as novas tecnologias poderão ter na futura implementação, adesão e impacto destas estratégias. Conceitos como as *Smart Homes* (Casas Inteligentes) e *Internet of Things* (Internet das coisas) visam a presença cada vez maior de casas e equipamentos mais sofisticados, conectados e controláveis através de aparelhos como o *smartphone* e poderão conjugar-se muito bem com este novo panorama relativo à forma como a energia é gerida. [33]

Segundo [17], as possíveis poupanças advindas das estratégias de gestão de consumo – poupanças relativas ao adiamento de investimentos na capacidade instalada, infraestrutura da rede e compra de energia – para toda a Europa poderão variar entre os 14-67 mil milhões de euros ao longo de 20 anos dependendo da taxa de adesão (20%-80%, respetivamente) dos consumidores a estas estratégias. Para o estudo em causa, a estratégia considerada foram tarifas dinâmicas. A apontar o grande impacto que a adesão dos consumidores pode ter na geração de poupanças, o que releva a importância que um bom *design* e consciencialização dos consumidores para com estes programas pode ter.

As poupanças destacadas seriam a peça que falta para colmatar a diferença entre investimento e poupanças que existe na distribuição de contadores inteligentes para toda a Europa, onde a conclusão lógica é que os contadores inteligentes são necessários para as estratégias de gestão de consumo - para a sua implementação - e que as estratégias de gestão de consumo são também necessárias aos contadores inteligentes -para que o retorno desse investimento ocorra.

## 3. Métodos

### 3.1. Tarifas de Eletricidade

#### 3.1.1. Mercado Ibérico de Eletricidade

Um dos pressupostos necessários para a realização desta dissertação está no funcionamento do Mercado de Energia. O OMIE (Mercado Ibérico de Eletricidade) é um mercado que gere “o mercado por grosso da eletricidade, onde os agentes compradores e vendedores contratam as quantidades que necessitam (MWh) a preços públicos e transparentes”. [34] O mercado tem uma componente diária e intradiária e apresenta variações horárias no preço de eletricidade.

Os preços apresentados pelo OMIE para o mercado diário correspondem aos preços que uma comercializadora de eletricidade compra a energia de forma a fornecê-la aos seus clientes. Os preços são normalmente apresentados para o dia seguinte, onde é da responsabilidade da comercializadora comprar a quantidade necessária de energia para os seus clientes. A forma como esta quantia é definida é algo complexa sendo que se baseia em estipulações de consumo através de perfis de consumo de referência. Caso haja uma elevada discrepância entre o consumo total dos clientes e a quantidade de energia comprada no mercado, e caso essa quantia não seja compensada no mercado intradiário, poderá haver multas de elevado custo que ultrapassam em grande valor o preço a que a energia é normalmente comprada (em caso de excesso de consumo) ou perdas monetárias por se ter comprado energia que não foi utilizada – em caso de escassez de consumo. Esta é apenas uma breve explicação sobre o mercado liberalizado e é possível observar que a compra e venda de energia é uma operação complexa. Para além disso, é também possível aferir que uma estrutura mais informatizada de comunicações entre consumidor e o próprio mercado – um dos pressupostos da SG - poderia levar a melhores previsões e menos perdas para a comercializadora – que por seu lado, evitaria a existência de excessos ou escassez na compra de eletricidade – e também um melhor funcionamento da rede elétrica no geral. A Figura 3.1 mostra um exemplo de um gráfico apresentado pelo OMIE para os preços de mercado para o dia seguinte.

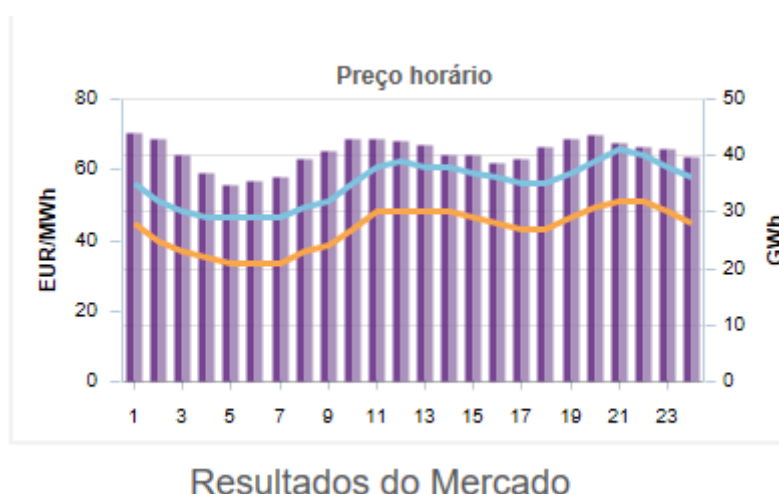


Figura 3.1- Exemplo de como os preços para o mercado são apresentados no site da Omie.es. Imagem retirada do homepage. As linhas a azul e laranja representam a energia comprada no mercado para o dia enquanto que as barras as roxo claro e escuro representam os preços de venda para Portugal e Espanha, respetivamente. [34]



A apresentação e utilização destes preços é uma oportunidade para analisar os custos que uma comercializadora tem na compra de eletricidade. A análise destes números também nos irá permitir calcular médias de preços anuais e médias horárias que por seu lado irão servir como apoio para o *design* das tarifas dinâmicas. Para esta dissertação, serão utilizados os preços de eletricidade ao longo de todo o ano de 2017. Estes valores foram obtidos da base de dados do próprio *website* do OMIE. [35]

### 3.1.2. Composição de uma tarifa de eletricidade

Uma vez que esta dissertação irá focar-se nas tarifas de energia e na sua importância para a forma como se utiliza eletricidade, é importante saber como as mesmas funcionam e como são constituídas. Para que a eletricidade vá do produtor até ao consumidor, existe uma série de intervenientes que têm que ser recompensados pelos seus custos e pelo uso da sua infraestrutura. Por isso, uma tarifa de eletricidade acaba por ser composta por diferentes tarifas acumuladas:

**Tarifa de Energia** – Esta tarifa constitui o preço a que a energia é vendida ao consumidor final. O cálculo desta tarifa – sendo que as tarifas são definidas no início de um certo ano – implica estimativas para o preço médio da eletricidade no mercado (OMIE) para esse ano onde se deve incluir um acréscimo de preço à escolha do comercializador para garantir que o mesmo recupere os eventuais custos na compra dos recursos.

**Tarifa de Uso da Rede** – Esta tarifa engloba três tarifas distintas relativas à utilização da infraestrutura da rede elétrica. Ao contrário da Tarifa de Energia e da Tarifa de Comercialização, estas tarifas são inalteráveis e independentes do comercializador de energia, variam apenas consoante o tipo de consumidor e tarifa exercida.

- **Tarifa da Rede de Transporte** - Esta tarifa tem o objetivo recuperar os custos associados ao planeamento, operação e manutenção das redes de transporte.
- **Tarifa da Rede de Distribuição** – Esta tarifa tem os mesmos objetivos do que a tarifa anterior, exceto que se atribui à Rede de Distribuição.
- **Tarifa de Uso Global do Sistema** – Esta tarifa tem o objetivo de recuperar os custos referentes à gestão de todo o sistema assim como outros custos (políticas energéticas, ambientais ou outro interesse económico geral).

**Tarifa de Comercialização** - Esta tarifa deve proporcionar os proveitos da atividade de comercialização à comercializadora responsável pelo fornecimento de energia, recuperando também os custos da estrutura comercial da venda de energia aos consumidores finais.

Posto isto, a tarifa de venda a clientes finais é composta pela soma destes vários componentes de forma a monetizar a energia ativa que é consumida. Os valores das tarifas tendem a variar consoante o período horário e tipo de consumidor em causa (Baixa Tensão, Média Tensão, etc...). Ao consumidor podem ser ainda aplicados outros custos fixos (normalmente pago pelos dias de utilização) como por exemplo custos da potência contratada, potência às horas de ponta, contribuições audiovisuais, entre outros. [36]

### 3.1.3. Tarifa simples, Bi-horária e Tri-horária

Como já foi referido, esta dissertação foca-se grandemente em tarifas dinâmicas e no seu *design*. No entanto, para que seja possível ter ideia do potencial que as tarifas dinâmicas podem trazer ao consumidor torna-se importante a sua comparação com as tarifas convencionais atualmente em vigor.

No mercado energético atual – para o setor residencial - existem três tipos de tarifas comumente usadas: tarifa simples, tarifa bi-horária e tarifa tri-horária. A tarifa simples aplica um preço constante à energia ativa ao longo de todo o ano. A tarifa bi-horária apresenta dois preços distintos para dois períodos horários: o período de cheia – entre as 8h00 e as 22h00 – e o período de vazio – entre as 22h00 e as 8h00. Isto para o ciclo diário, sendo que a tarifa bi-horária tem a opção do ciclo semanal, onde os períodos horários podem variar de acordo com o dia da semana e período sazonal.[37] Nesta dissertação irá ser considerado apenas o ciclo diário pela sua maior simplicidade.

Finalmente, como o nome assim remete, a tarifa tri-horária implica a existência de três períodos horários: o período de cheia, vazio e de ponta. Em termos de opções, esta tarifa assim como a tarifa bi-horária também apresenta a opção entre o ciclo semanal e ciclo diário. No entanto, ambos os ciclos apresentam variações sazonais. Os períodos horários ao longo do ano encontram-se sumarizados na Tabela 3.1. Neste caso, também foi escolhido o ciclo diário.

*Tabela 3.1- Períodos Horários da tarifa Tri-horária (Ciclo Diário)*

<b>Períodos Horários Tarifa Tri-horária (Ciclo Diário)</b>	<b>Verão</b>	<b>Inverno</b>
Vazio	00h00 – 08h00	00h00 – 08h00
Cheia	08h00 – 10h30	08h00 – 09h00
Ponta	10h30 – 13h00	09h30 – 10h30
Cheia	13h00 – 19h30	10h30 – 18h00
Ponta	19h30 – 21h00	18h00 – 20h30
Cheia	21h00 – 22h00	20h30 – 22h00
Vazio	22h00 – 00h00	22h00 – 00h00

Definidos os períodos horários, apresentam-se os preços para as várias tarifas, separadas pelas várias parcelas que as compõem, neste caso, as tarifas do mercado regulado para 2017, definidos pela própria Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE). [38]

*Tabela 3.2- Detalhes da Tarifa Simples para o mercado regulado.*

<b>€/kWh</b>	<b>Tarifa Simples</b>
Tarifa de Acesso às Redes	0,0999
Tarifa de Energia	0,0601
Tarifa de Comercialização	0,0030
<b>Total</b>	<b>0,1630</b>

Tabela 3.3- Detalhes da Tarifa Bi-horária para o mercado regulado.

€/kWh	Tarifa Bi-horária	
Período Horário	Cheia	Vazio
Tarifa de Acesso às Redes	0,1386	0,0409
Tarifa de Energia	0,0671	0,0491
Tarifa de Comercialização	0,0030	
<b>Total</b>	<b>0,2087</b>	<b>0,0930</b>

Tabela 3.4 - Detalhes da Tarifa Tri-horária para o mercado regulado.

€/kWh	Tarifa Tri-horária		
Período Horário	Cheia	Vazio	Ponta
Tarifa de Acesso às Redes	0,1029	0,0409	0,2627
Tarifa de Energia	0,0649	0,0486	0,0733
Tarifa de Comercialização	0,0030		
<b>Total</b>	<b>0,1708</b>	<b>0,0925</b>	<b>0,3390</b>

Com as tarifas apresentadas nas Tabelas 3.2, 3.3 e 3.4 será possível calcular os custos para o consumidor, as poupanças que o mesmo poderá realizar caso realize a gestão de consumo e depois, comparar esse custo e essas poupanças com aquelas obtidas pelas tarifas dinâmicas que serão definidas nas secções seguintes.

## 3.2. Desenho das Tarifas Dinâmicas

Um dos objetivos desta dissertação será testar a viabilidade económica da realização da gestão de consumo na presença de diferentes tipos de tarifas, fixas e dinâmicas. Em Portugal não existem, para já, exemplos de tarifas dinâmicas implementadas ao nível residencial, por isso as tarifas a implementar terão que ser baseadas em exemplos nacionais e internacionais procedendo depois a algumas adaptações para inserir as tarifas no âmbito do setor residencial. E não só, as tarifas terão que ser adaptadas às propriedades do mercado Ibérico e finalmente também às características e taxas correspondentes ao uso da infraestrutura da rede elétrica portuguesa.

O *design* de cada tarifa terá regras específicas e devidamente justificadas. Um problema que surge com a tarefa de criar tarifas, mesmo sendo baseadas em exemplos internacionais, está na possibilidade de desequilíbrio das tarifas em comparação com as tarifas fixas atualmente impostas. Como garantir que a tarifa que é desenhada não é exagerada para o consumidor? Ou o contrário também é uma possibilidade. Desta forma decidiu-se implementar uma regra geral para estas tarifas: a média de preço para todas as horas do ano das tarifas desenhadas deve estar próxima das tarifas de referência, no caso, a tarifa simples definida pela ERSE e apresentada na Tabela 3.2, cuja média anual é semelhante ao seu preço de 0,163€/kWh. Desta forma saberemos

que haverá um certo balanço em comparação com as tarifas atuais e que não foi por ter preços geralmente mais baixos que um consumidor poupou, mas porque tomou as medidas certas para executar a gestão do seu consumo e ajudar a rede elétrica em horas de congestão e necessidade.

### 3.2.1. Tarifa Critical Peak Pricing

A tarifa CPP a ser aplicada para este modelo será baseada em dois exemplos encontrados na literatura, no caso, a tarifa da EDF (*Electricité de France*), um dos propulsores da tarifa CPP que até hoje mostrou um padrão de uso satisfatório entre os consumidores franceses [23], e também as tarifas propostas no projeto-piloto da EDP Distribuição em conjunto com o INESC-TEC, projeto-piloto a ser implementado neste momento que visa a implementação de tarifas CPP aos utilizadores da rede de AT, MT e MAT em Portugal. [24-26].

O projeto piloto estabelecido pela ERSE em conjunto com o INESC-TEC estuda a integração de vários modelos de tarifas dinâmicas a serem aplicados nas Tarifas de Uso da Rede. Como já foi referido, a tarifa de uso da rede é independente da comercializadora que fornece eletricidade, pelo que a aplicação de tarifas dinâmicas nesta tarifa em específico é uma das maneiras de garantir a sua implementação em massa caso o projeto piloto se mostre favorável. A tarifa em estudo apresenta seis períodos horários distintos e são apresentadas três propostas para os preços a aplicar. O projeto tem um foco sobre as 100 horas em que a rede se encontra mais congestionada, onde o aumento de preço sobre a Tarifa de Uso da Rede usual pode chegar aos 500%.

Com base na ordem de grandeza dos valores implementados no projeto piloto da ERSE e nos anos de implementação e base bi-horária da tarifa imposta pela EDF, iremos então formular a tarifa CPP a utilizar neste estudo.

A tarifa CPP terá como base uma tarifa bi-horária, ou seja, existe uma base de preços semelhante a esta tarifa assim como a mudança de preço a certas horas do dia – períodos horários semelhantes à tarifa bi-horária convencional. No entanto, em certos dias do ano, haverá um aumento de preço considerável para a tarifa de Uso da Rede nas 400 horas do ano em que o preço do Mercado Ibérico de Energia apresentar os preços mais elevados. A tarifa de Uso da Rede aplicada nestas horas terá um aumento de 300% face ao preço da hora de cheia. A escolha destas horas e deste aumento em específico foi arbitrária, mas foi feita a tentativa para que se assemelhasse a algumas características do projeto piloto da ERSE – aumento percentual e horas de maior congestão. Às horas normais de cheia e de vazio o preço utilizado será o preço da tarifa bi-horária normal com pequenas modificações para manter a média semelhante. Os preços a ser aplicados encontram-se na Tabela 3.5. A Tarifa de Energia considerada para as 400 horas de ponta corresponde à média de preços do mercado nessas horas. A média de preços para esta tarifa foi de 0,166 €/kWh, próximo ao preço da tarifa simples.

Tabela 3.5- Detalhes da Tarifa CPP

€/KWh	Tarifa CPP		
	Cheia	Vazio	Ponta (400 horas)
Tarifa de Uso da Rede	0,1166 (-13,7%)	0,0399 (-2,4%)	0,4158 (+300%)
Tarifa de Energia	0,0671	0,0491	0,083
Tarifa de Comercialização	0,0030		
Preço Final	0,1867	0,0920	0,5018

### 3.2.2. Tarifa Critical Peak Rebate

Para o desenho da tarifa CPR desta dissertação a base de funcionamento será semelhante ao programa “*PeakSaver*” apresentado na Secção 2.3.1.3. Estando na posse dos perfis de consumo apresentados na secção 3.3.1, podemos considerar esses consumos como a “base de referência” ou linha de base a ser considerada. Desta forma, ao aplicarmos as medidas de gestão de consumo e reduzirmos o consumo a certas horas do dia será possível calcular esta redução subtraindo o valor de referência com o valor do consumo desse utilizador e definir o prémio para o consumidor.

Para esta tarifa torna-se difícil cumprir a regra da média de preços, pois o preço médio aplicado ao utilizador dependerá apenas do seu comportamento. Desta forma os critérios do valor e regra da média serão cumpridos de outra maneira: enquanto os consumidores que reduzirem o seu consumo irão receber um prémio, os utilizadores que não reduzam o seu consumo abaixo de 95% do seu consumo usual, irão pagar uma tarifa mais elevada. Esta é uma maneira de fazer com que os consumidores que não cooperam com a tarifa paguem àqueles que o fazem. O aumento de preço para uns será a diminuição do preço para outros. Esta é uma forma de balancear a tarifa para que a média para todos os consumidores se equilibre, assim as reduções de preço poderão ser economicamente sustentáveis sem dar prejuízo para a comercializadora (dependendo da adesão). De notar que o consumidor apenas será premiado por cada kWh reduzido face a um consumo de referência nas horas críticas definidas – 400 horas, semelhantes às da tarifa CPP) e que esse consumo de referência equivale a 95% dos valores de consumo habituais.

Tabela 3.6 - Detalhes da Tarifa CPR.

€/KWh	Tarifa CPR			
	Cheia	Vazio	Ponta (superior à referência)	Ponta (inferior à referência)
Tarifa de Acesso às Redes	0,1386	0,0409	0,1386	0,1386
Tarifa de Energia	0,0581	0,0491	0,083	0,083
Tarifa de Comercialização	0,0030		0,0030	0,0030
Tarifa CPR			+0,15	-1 € / kWh reduzido
Preço Final	<b>0,1997</b>	<b>0,0930</b>	<b>0,3746</b>	<b>0,2246</b>

O valor para a tarifa de Energia nas horas de ponta foi definido da mesma forma que na tarifa CPP, através da média de preços de mercado nessas 400 horas. A Tarifa de Energia nas horas de cheia também se reduziu ligeiramente. Na Tabela 3.6 é possível observar que mesmo havendo um desconto a ser aplicado nas horas de ponta – no caso inferior à referência – é de notar que mesmo assim o consumidor continua a pagar pela eletricidade que consome. No entanto a um preço mais baixo do que os consumidores com consumo superior à referência. É possível de aferir que a tarifa CPR tem uma vertente de CPP para os consumidores acima da referência, pelo que pode ser considerada uma tarifa híbrida.

### 3.2.3. Tarifa Real Time Pricing

A tarifa RTP considerada nesta dissertação será baseada na tarifa espanhola PVPC detalhada na secção 2.3.1.2. sendo que será uma tarifa RTP com uma vertente bi-horária. No entanto, não está disponível nenhuma fórmula matemática de como o PVPC é calculado e, para além disso, as taxas de utilização de rede assim como a taxa de comercialização aplicada em Espanha é diferente de Portugal, pelo que não se pode aplicar essa tarifa em Portugal. É, por isso, necessário adaptar a sua formulação com uma expressão matemática. O tratamento e lógica dessa expressão serão apresentados adiante nesta secção.

Como já foi mencionado, uma tarifa é composta pelo preço de mercado ao qual são adicionadas diversas taxas. No caso, a taxa de comercialização e as taxas de Uso da Rede.

Para a lógica desta tarifa, comecemos pela base: a utilização da rede. Um pouco de investigação às taxas de Uso da Rede em Portugal observando as tabelas das tarifas simples, bi-horária e tri-horária (Tabelas 3.3, 3.4 e 3.5) e pode-se verificar que a mesma varia de acordo com a tarifa em uso e o período horário. Neste caso, existe um valor da taxa para a tarifa simples, um valor para a hora de cheia da tarifa bi-horária e outro valor para a hora de vazio da mesma tarifa, acontecendo o mesmo para os períodos horários da tarifa tri-horária.

Numa tarifa normal, ao preço da tarifa de acesso à rede são adicionadas as tarifas de comercialização assim como a tarifa de energia que representa o preço do mercado da energia. Nesta tarifa dinâmica o preço do mercado, ou Tarifa de Energia, à qual se adicionam as restantes taxas de forma a obter o preço aplicado ao consumidor, irá variar de hora em hora conforme os próprios preços do mercado. Um dos métodos de proceder à formulação da tarifa RTP, e também a forma mais simples e intuitiva, seria a utilização das taxas de Uso da Rede fixas e em seguida proceder à soma do preço do mercado a cada hora. No entanto, um estudo de sensibilidade deste método revelou que as variações da mesma seriam pouco significativas e não seria representativo do verdadeiro conceito de uma tarifa dinâmica RTP, as variações de preço deveriam ser mais significativas de forma a estimular a mudança de comportamento do consumidor e, por isso, optou-se por criar um novo método de estipulação de preços.

Este método baseou-se no próprio funcionamento das taxas de Uso da Rede. A existência de diferentes taxas de Uso da Rede para cada período horário denuncia que o preço e os custos de funcionamento da rede variam consoante a congestão e uso da rede a cada momento, sendo que as taxas aplicadas serão também uma média de custos para as horas em que as mesmas funcionam. A partir destas condições, assumiu-se que, numa tarifa RTP, não só o preço do mercado de eletricidade irá variar, mas a taxa de Uso da Rede também. Esta foi a forma encontrada para proporcionar uma maior variância diária à tarifa consoante os preços do mercado.

A adaptação das taxas de uso da rede de modo a que variem de acordo com o preço do mercado será feito recorrendo a uma proporcionalidade direta. Por exemplo, se nas horas de cheia a Tarifa de Energia é  $X$  e a taxa de uso de Rede é  $Y$ , qual o valor da taxa de uso de Rede quando o preço de mercado for  $Z$ ?

Tendo como base os preços de mercado e taxas de uso de rede assumidos como referência para as horas de cheia e para as horas de vazio - como já foi dito a tarifa RTP irá ter uma vertente bi-horária semelhante ao PVPC – a tarifa terá a seguinte formulação:

**Hora de Cheia:**

$$RTP1_h = TarifaUsoRedeCheia * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaCheia} \right) + PrecoHorario_h + TarifaComercialização \quad (3.1)$$

**Hora de Vazio:**

$$RTP1_h = TarifaUsoRedeVazio * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaVazio} \right) + PrecoHorario_h + Tarifa Comercialização \quad (3.2)$$

Onde:

$$TarifaUsoRedeCheia = 0,1386 \text{ €/kWh}$$

$$TarifaEnergiaCheia = 0,0581 \text{ €/kWh}$$

$$TarifaUsoRedeVazio = 0,0409 \text{ €/kWh}$$

$$TarifaEnergiaVazio = 0,0491 \text{ €/kWh}$$

$$TarifaComercialização = 0,003 \text{ €/kWh}$$

A formulação desta tarifa está ainda sujeita à regra definida no início: o valor médio para todas as horas do ano deve estar próximo da média para as tarifas fixas no mercado atual. Caso isso não aconteça, então os valores terão que sofrer uma pequena adaptação. Como foi o caso, introduziram-se alterações à fórmula de forma a ajustar o preço médio da tarifa ao longo do ano, pelo que se obteve a seguinte fórmula:

**Hora de Cheia:**

$$RTP1_h(h) = 1.068 * TarifaUsoRedeCheia * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaCheia} \right) + PrecoHorario_h + TarifaComercialização \quad (3.3)$$

**Hora de Vazio:**

$$RTP1_h = TarifaUsoRedeVazio * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaVazio} \right) + PrecoHorario_h + Tarifa Comercialização \quad (3.4)$$

Como é possível de observar, o preço das horas de cheia foi aumentado em 6,8% para balançar o valor da média – 0,163€/kWh. Depois de alguns testes com a tarifa acima apresentada, foi concluído que a variabilidade da tarifa desenhada poderá não ser suficiente para representar uma tarifa dinâmica e poderá não ser capaz de recompensar o consumidor da melhor maneira. Por isso, para além da primeira tarifa desenhada, que denominaremos como tarifa “RTP1” irá também ser elaborada uma outra tarifa denominada “RTP2”, que apresenta uma maior variabilidade de preços consoante os Preços do mercado Ibérico.

**Hora de Cheia:**

$$RTP2_h = 1.213 * \left( TarifaUsoRedeCheia * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaCheia} \right)^{2,75} \right) + PrecoHorario_h + TarifaComercialização \quad (3.5)$$

**Hora de Vazio:**

$$RTP2_h = 0,5 * TarifaUsoRedeVazio * \left( \frac{PrecoHorario_h}{TarifaEnergiaVazio} \right)^{2,75} + PrecoHorario_h + TarifaComercialização \quad (3.6)$$

A esta tarifa foram determinados fatores arbitrários quanto ao fator multiplicador e também à potência entre o preço horário e a tarifa de energia para que a média cumprisse a regra estabelecida – resultando num valor de 0,165€/kWh - ao mesmo tempo que a tarifa apresentasse uma maior variabilidade. Na Figura 3.comparam-se as duas tarifas RTP desenhadas para dois dias típicos, um de Verão e outro de Inverno, assim como os respectivos Preços do Mercado Ibérico para esses dias.

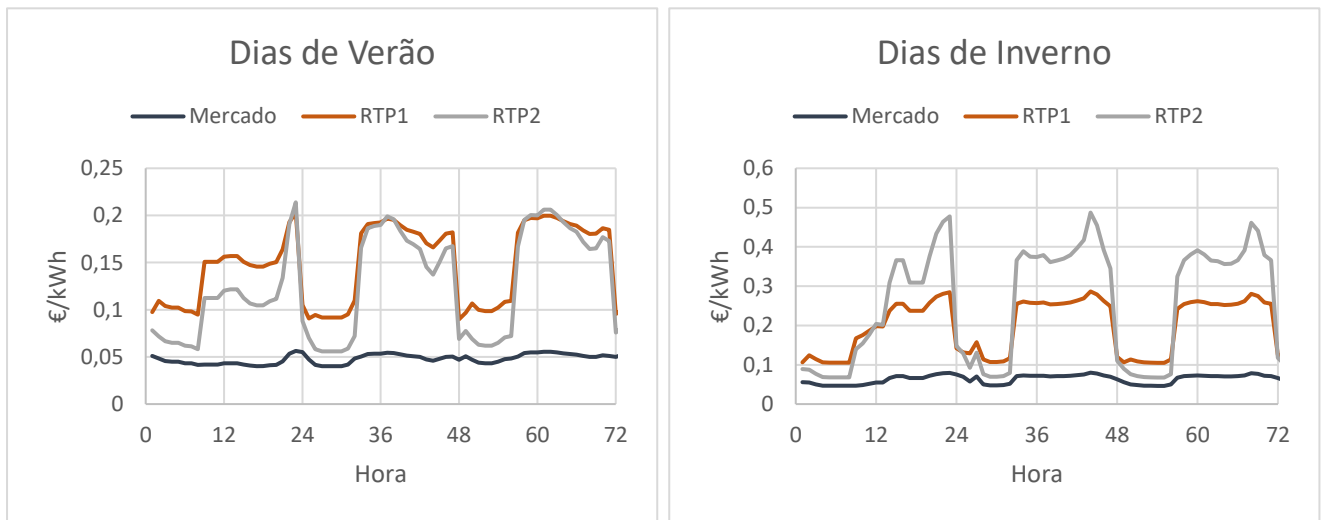


Figura 3.2 -Comparação entre tarifas RTP1 e RTP2 em dias típicos sazonais

Para os vários cenários assumidos para perfil de consumo que serão apresentados na Secção 3.3.1 procede-se a um estudo comparativo entre as diferentes tarifas em estudo.

### 3.3. Gestão de Consumo Comportamental

#### 3.3.1. Perfis de Consumo

Para que seja possível realizar simulações de medidas de gestão de consumo será necessária a utilização de perfis de consumo, de preferência com dados reais. Nesta dissertação, utilizaram-se perfis médios de consumo no sector residencial que resultaram do projeto da Lisboa eNova “Contadores Inteligentes para Decisões Eficientes” (CIDE), [39] financiado pela ERSE, no âmbito do Programa PPEC 2011-2012 e a serem utilizados com a devida autorização da organização.



As amostras obtidas neste estudo consistem nos perfis de consumo de 230 residências ao longo de um ano (Setembro 2012 – Agosto 2013) com dados numa escala de tempo na ordem dos 15 minutos. Os dados apresentam a energia aparente, em Watt médio, calculada através da multiplicação da tensão e amperagem medidas pelos aparelhos de medição (Cloogy) e integradas ao longo dos 15 minutos de medição. Os perfis mencionados estão também divididos por 5 categorias devido aos diferentes níveis de consumo dos alvos de estudo.

Tabela 3.7- Caracterização dos grupos de consumidores em estudo.

Grupo de Consumidores	Nº de participantes	Consumo mensal (kWh/mês)	Consumo Médio Anual do Grupo (kWh)
Grupo 1	53	Até 250	1621
Grupo 2	43	Até 350	2597
Grupo 3	38	Até 450	3515
Grupo 4	48	Até 600	4476
Grupo 5	45	Superior a 600	7182
Grupo 0 (Total/Média dos Grupos)	227	437	3829

Os perfis resultaram da recolha de dados entre os anos 2012 e 2013, enquanto que os preços do mercado ibérico e tarifas consideradas são relativos a 2017. Esta diferença temporal dos dados influenciará certamente os resultados finais, o que será discutido posteriormente. Importa ainda salientar que tratando-se de perfis médios de consumo, não representam com veracidade consumos individuais. Espera-se que os picos de consumo normalmente manifestados em perfis individuais não se manifestem da mesma forma devido à utilização de médias, o que também terá de ser tido em conta na análise dos resultados.

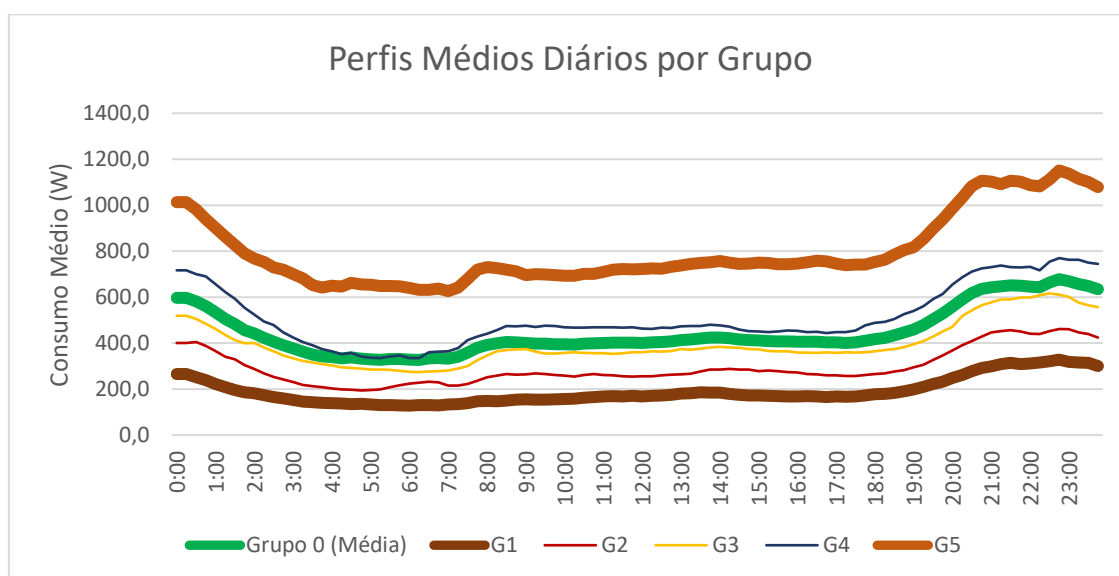


Figura 3.3- Perfis Médios Diários dos vários grupos estudados no estudo CIDE. [39]

Visualizando a figura 3.3 é possível observar os diferentes níveis de consumo entre os vários perfis. De forma a que a quantidade de resultados e variáveis desta dissertação não se torne exagerada, os perfis que serão utilizados serão apenas os perfis traçados na figura a negrito (Grupo 1, 0 e 5). A escolha destes grupos foi feita para que sejam analisados três níveis distintos de consumo: dois extremos de consumo e um perfil médio de todos os consumidores.

### 3.2.2 Simulação da Gestão de Consumo Comportamental

Para o modelo de Gestão de Consumo Comportamental (GCC) inicial será necessário a elaboração de mudanças de comportamento nos perfis a ser utilizados. Este modelo será relativamente simples na sua aplicação. No entanto, na sua conceção estão alguns conceitos e considerações-chave importantes de mencionar.

Como dito anteriormente, há uma necessidade crescente da presença da gestão de consumo nos consumidores de energia. Na literatura existem diversos estudos sobre a implementação destes projetos assim como diversos constrangimentos que podem haver aquando da sua realização. Um desses constrangimentos refere-se ao conforto do utilizador: Até que ponto um consumidor está disposto a prescindir do seu conforto para realizar a gestão de consumo? A troca do quê, ou de quanto? Da literatura analisada, embora essa não seja totalmente unânime, é referido que de forma a realizar gestão de consumo de uma forma “saudável” o conforto do consumidor não deve ser afetado [17]. Sendo assim, este facto limita em termos de escala a quantidade de gestão de consumo que pode ser efetuada. Por exemplo, um consumidor não irá reduzir 100% ou 90% da sua carga desligando o seu quadro elétrico apenas para ajudar a rede elétrica num momento crítico - este exemplo seria irrealista e colocaria o utilizador em desconforto - a não ser que tenha um sistema de suporte como células de combustível, baterias ou pudesse depender exclusivamente destes sistemas e de energias renováveis (Micro Grid). Já seria mais razoável uma redução pequena, como por exemplo uma redução 10%, o que poderá equivaler à redução da intensidade de um fogão elétrico, redução da intensidade luminosa de uma divisão ou até o apagar as luzes caso não sejam necessárias, entre outros exemplos. [17] Para este trabalho adotam-se as reduções de 5%, 15% e 35%.

Enquanto os cenários de 5% e 15% são realistas face à bibliografia analisada [12,13,17] e em conformidade com diversos estudos relativos à gestão de consumo, o cenário de 35% poderá ser um possível cenário extremo, mas possível com o desenvolvimento de equipamentos inteligentes e maior consciencialização para com este tópico. Para além disso, foram observadas reduções de consumo superiores a 35% em horas de pico para alguns estudos destacados em [12].

A gestão de consumo pode ser realizada de diversas maneiras, como *load shifting* e *load shedding*. Para a aplicação no modelo será considerado que para cada nível de redução do consumo a uma certa hora, 50% dessa redução advirá de *load shifting* (adiando ou antecipando a carga) e os restantes 50% de *load shedding* (evitando a carga).

É importante referir que todas as reduções são percentuais, pois os perfis de consumo são perfis médios agregados de um grupo de consumidores pelo que não é possível identificar que equipamentos poderiam ser efetivamente sujeitos a estas medidas.

Finalmente, importa discutir qual o período em que estas medidas serão aplicadas. Este tipo de medidas será apenas aplicado em horas críticas para a rede elétrica, ou seja, horas em que a procura seja elevada e o preço no mercado de Energia seja também elevado. Por isso, as horas em que as medidas serão aplicadas basear-se-ão nas horas anuais de maior preço no Mercado Ibérico de Energia para o ano 2017. Em relação ao número de horas, iremos assumir o número na aplicação de tarifas dinâmicas deste estudo, 400 horas. Na Figura 3.4 representa-se a distribuição das 400 horas críticas em função da hora do dia.

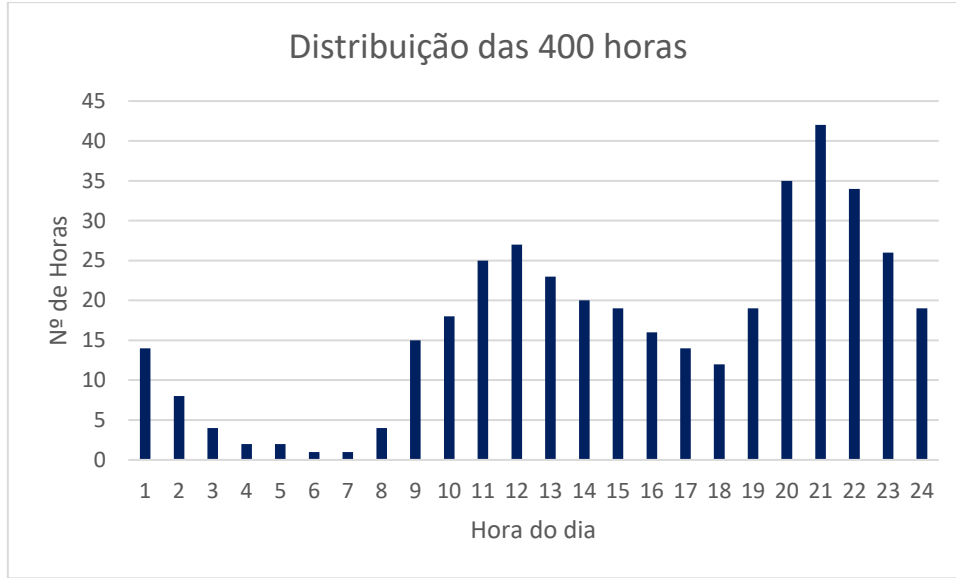


Figura 3.4- Distribuição horária das 400 horas críticas.

Estas horas apresentam um foco entre as 20 e as 22 horas mas no geral distribuem-se praticamente por todas as horas do dia, evidenciando no entanto uma presença muito pequena em horas de madrugada. Em relação à distribuição mensal, 290 das 400 horas são no mês de Janeiro, 8 são em Fevereiro, 4 em Novembro e as restantes 98 em Dezembro. A distribuição muito concentrada nos meses de Janeiro e Dezembro poderá trazer problemas quanto ao funcionamento do modelo implementado, o que deverá ser discutido na análise de resultados (Capítulo 5).

Para o modelo, metade da carga deslocada em “load shifting” (25% do total) será imposto sobre a carga de quatro horas antes e a restante metade será imposta 4 horas após a hora de pico de mercado. A utilização das quatro horas evita que o deslocamento se dê para outra hora de preço de pico, sendo que os picos de preço se dão normalmente entre as 19 e as 22 horas. No final, cada perfil dará origem a três níveis distintos de gestão de consumo consoante a percentagem de redução (5%, 15% e 35%). Depois de aplicado este modelo, os perfis adaptados estarão prontos a serem aplicadas as tarifas dinâmicas e também as estáticas para realizar comparações.

se  $h = h_{crítica}$ ,

$$ConsumoGCC_{g,r,h} = ConsumoRef_{g,h} - ConsumoRef_{g,h} * r \quad (3.7)$$

$$ConsumoGCC_{g,r,h+4} = ConsumoRef_{g,h+4} + ConsumoRef_{g,h} * \frac{r}{4} \quad (3.8)$$

$$ConsumoGCC_{g,r,h-4} = ConsumoRef_{g,h-4} + ConsumoRef_{g,h} * \frac{r}{4} \quad (3.9)$$

Esta fórmula aplica-se para os três cenários de redução e também para os três perfis em estudo. Na fórmula,  $h$  corresponde às horas do ano enquanto  $h_{crítica}$  corresponde a uma das 400 horas críticas estabelecidas e finalmente  $r$  é a percentagem de redução referente ao cenário em causa (5%, 15% ou 35%).

### 3.4 Gestão de Consumo – PV/PVbat

A primeira parte do modelo *Matlab* em questão consiste na simulação de mudanças de comportamento da parte do consumidor para realizar gestão de consumo. No entanto, existem outras maneiras de realizar gestão de consumo sendo uma dessas maneiras o autoconsumo através de energias renováveis, no caso, através de painéis fotovoltaicos.

Os painéis fotovoltaicos permitem a redução do consumo a certas horas do dia quando existe disponibilidade de radiação solar o que por si só não permite realizar “gestão” de consumo pois a produção fotovoltaica não é controlável. Mas, através de sistemas de baterias capazes de armazenar e descarregar essa energia consoante as necessidades da rede, a gestão de consumo poderá ser realizada de maneira otimizada.

A segunda vertente da dissertação será, ao invés de simular mudanças de comportamento, simular a existência de painéis fotovoltaicos para a produção de eletricidade, com e sem sistemas de baterias, integrando essas mesmas simulações nas tarifas estáticas e nas tarifas dinâmicas presentes neste trabalho. O objetivo será testar a viabilidade de instalação destes sistemas no panorama da SG que visiona a implementação das tarifas dinâmicas e medidas de flexibilidade para um melhor e mais sustentável funcionamento da rede elétrica. Apresentar-se-á também uma análise económica tendo em conta o investimento necessário.

Os perfis em causa serão os mesmos (Lisboa e Nova) e a eles serão aplicadas os perfis de produção fotovoltaica. Considera-se que o dimensionamento dos painéis tem em conta o perfil de consumo de modo que a potência instalada seja adequada aos padrões de consumo. Em seguida serão apresentadas as especificações deste modelo.

#### 3.4.1. Sistema PV

O primeiro passo para proceder à simulação de um sistema fotovoltaico será a obtenção de dados referentes à irradiação e consequente estimativa de produção para a zona de Lisboa. Como o estudo em questão não tem um foco especial no cálculo da produção (mas sim no uso desses resultados) o cálculo da produção será efetuado de uma forma simples com recurso ao programa *EnergyPlus*, que integra equações para o cálculo de produção fotovoltaica (Modelo Simples). [40] Será simulado um painel de referência com dimensões de 1 metro quadrado e uma inclinação de 30° - inclinação considerada ótima para a zona de Lisboa. Ao ter dados sobre a produção para 1 metro quadrado de painel com esta inclinação, poderemos escalar essa produção de forma a efetuar um dimensionamento ótimo para cada perfil de consumo. Usaremos dados climáticos de Lisboa. As especificações do painel utilizados no programa são:

##### Características dos Painéis (*EnergyPlus*) :

Eficiência: 18%

Percentagem de área útil: 90% da área do painel

Eficiência do Inversor: 90%

O programa *EnergyPlus* irá fornecer os dados de produção em unidades horárias de energia, expressas em kWh. Uma vez que a base de tempo do perfil de consumo é inferior (15 minutos) torna-se necessário estimar a energia produzida para essa mesma base de tempo, o que é feito assumindo uma taxa de produção constante em cada hora.

O dimensionamento irá consistir num programa iterativo para a área de painel a ser instalado. No caso, será uma iteração feita de 0.1 em 0.1  $m^2$  até que as condições de dimensionamento estejam satisfeitas. As condições estabelecidas para o dimensionamento ótimo está na escolha da área de painéis que confira o menor tempo de retorno do investimento ao projeto. Mais detalhes sobre este sistema estarão adiante neste trabalho, na secção 3.5.2.

### 3.4.2.Sistema PV-Baterias

A simulação do sistema de baterias envolve alguma complexidade. O objetivo das baterias será que as mesmas sejam parcialmente descarregadas todos os dias de forma a satisfazer o consumo de duas ou três horas, no Inverno e no Verão, respetivamente - horas em que tanto o consumo como o preço no Mercado Ibérico de Energia apresentarem um valor elevado. Mesmo que as tarifas a aplicar nessas horas para o consumidor sejam, por exemplo, uma tarifa simples ou bi-horária em que o preço não se altera por longos períodos de tempo, o objetivo de focar nestas horas específicas é o de também contribuir positivamente para o bom funcionamento da rede, conferindo algum alívio à rede em horas de elevada congestão.

O sistema de baterias será carregado de duas maneiras. A primeira será com o excesso de energia fotovoltaica que excede o autoconsumo para cada intervalo de tempo. A outra maneira será através da rede elétrica onde as baterias serão carregadas nas horas em que o Mercado Ibérico apresentar o menor preço – mais uma vez, uma motivação extra para a comercializadora de eletricidade gerar poupanças e, dependendo da tarifa aplicada, o consumidor também.

O dimensionamento das baterias terá em conta a autonomia da bateria para três dias (a ser descarregada duas horas por dia). Ao garantir que a bateria não é carregada e descarregada totalmente todos os dias, será possível fazer com que o tempo de vida da bateria seja prolongado. Em termos de profundidade de descarga, será tido em conta que a bateria não poderá ir abaixo dos 20% da sua capacidade máxima de forma a prolongar o seu tempo de vida. Ou seja, a energia útil da bateria será 80% da capacidade total da mesma.

A escolha das horas de descarga das baterias é feita com base nos Preços do Mercado Ibérico e também com base na carga necessária (excluindo um possível autoconsumo de energia produzida). Serão escolhidas as horas (2 ou 3 dependendo da altura do ano) cujo produto entre o consumo e o preço seja máximo. Desta forma, garante-se que se utiliza a bateria em alturas em que o consumo é elevado e ao mesmo tempo contribui-se para uma menor congestão da rede. Em relação à escolha das horas, caso se +priorizasse apenas o preço do mercado não estaríamos a contar com as horas em que existe produção PV e poderia haver alguma sobreposição entre o sistema PV e a descarga o que poderia levar ao descarregamento em horas desnecessárias. Por outro lado, priorizar apenas o consumo poderia levar a casos em que não estaríamos a contribuir em horas de congestão da rede. Por isso, adotou-se o critério do produto entre ambos os fatores.

$$MediaConsumo = \frac{\sum_{d=1}^{d=365} Max_{h1+h2+(h3)} \left( ConsumoRef_{g,h} * PrecoHorario_h \right)}{\sum_{d=1}^{d=365} h} \quad (3.10)$$

A expressão 3.10 explicita o cálculo da média de energia diária a ser descarregada pelas baterias de forma a proceder o seu dimensionamento, onde  $h_1$ ,  $h_2$  (e  $h_3$ , apenas para o período de Verão) representam as horas a que correspondem os valores máximos da multiplicação apresentada entre parêntesis e o símbolo de adição representa a soma dos dois (ou três) valores de consumo correspondentes a essas horas. No denominador está  $h$ , que representa o número de horas diárias que a bateria descarrega. Será procedido então o dimensionamento na equação 3.11, onde a bateria deve ter autonomia para três dias – considerando a média calculada - e não deve ir abaixo dos 20% da sua capacidade, ou seja, apenas 80% da sua carga máxima é utilizável.

$$MáxBateria = \frac{MédiaConsumo * 3}{0.8} \quad (3.11)$$

Outras especificações para o sistema de baterias são a sua eficiência de carregamento e de descarregamento, que se consideraram ser 85% e 95%, respetivamente. Estes valores apresentados têm por base [41].

Posteriormente o perfil energético de consumo de energia da rede será modificado consoante o funcionamento do sistema e os resultados serão analisados. As variáveis a obter desta simulação serão:

- Nível da bateria ao longo do ano
- Energia solar- autoconsumo
- Energia solar – carregamento da bateria
- Energia solar devolvida à rede
- Perfil energético alterado (e respetivas poupanças)

### 3.4.3. Esquema de Funcionamento – Autoconsumo e Sistema de Baterias

Aqui será apresentado um esquema do funcionamento da simulação de forma a explicar detalhadamente como a mesma funciona.

#### Sistema PV

A simulação do sistema PV é relativamente simples. Ao perfil de consumo de cada grupo de consumidores será subtraído a energia produzida pelo sistema PV com as devidas eficiências já tidas em conta. Caso o valor desta subtração seja positivo esse valor será equivalente ao novo valor de consumo de energia da rede do consumidor. Caso o valor da diferença seja negativo, então o valor do consumo passará a ser nulo sendo que existe produção PV em excedente. Esta energia em excedente não será vendida à rede. Aliás, neste trabalho não será considerado qualquer tipo de retorno monetário em caso de excedente de energia solar devido às dificuldades atuais em estabelecer contratos de venda de excedente para o consumidor residencial.

$$ConsumoPV_{g,c,t} = ConsumoRef_{g,t} - ProduçãoPV_{g,c,t} \quad (3.12)$$

$$Se\ ConsumoPV_{g,c,t} < 0 ,$$

$$ConsumoPV_{g,c,t} = 0 \quad (3.13)$$

$ConsumoPV_{g,c,t}$  refere-se ao perfil energético do perfil em causa alterado pela produção fotovoltaica. Com os novos perfis de consumo irá estudar-se então as poupanças obtidas com a aplicação das diversas tarifas.

### **Sistema PV-baterias**

O sistema PV com baterias já é relativamente mais complexo, mas a sua base de funcionamento é semelhante. Ao perfil de consumo irá subtrair-se a produção utilizando a equação (3.12) e nos casos em que a produção é maior que o consumo então o perfil de consumo para esse instante de tempo irá tomar o valor nulo (3.13). Este sistema prioriza o autoconsumo acima do carregamento das baterias. Embora o excedente não seja vendido à rede, ele servirá, no entanto, para carregar o sistema de baterias. O sistema será composto por algumas condições:

#### **Carregamento Bateria (PV):**

- O nível de bateria no início do ano será 70% da capacidade da bateria – simplesmente por razões de coerência.
- Para cada instante de tempo, ao nível de bateria do instante anterior será somado o excedente de energia do sistema PV nesse instante, o que poderá ser explicitado pela seguinte fórmula:

$$CargaBateria_{g,t} = CargaBateria_{g,t-1} + (excedente_{g,c,t}) \times (\eta. Carregamento) \quad (3.14)$$

Onde  $\eta. Carregamento$  é a eficiência de carregamento da bateria (85%)

- Caso o nível de bateria calculado seja superior à sua capacidade, então o nível de bateria irá estabilizar no valor da capacidade máxima e o restante excedente não será vendido à rede.

Se  $CargaBateria_{g,t} \geq CapBateria_a$ ,

$$CargaBateria_{g,t} = CapBateria_a \quad (3.15)$$

#### **Descarga das Baterias**

- A descarga das baterias irá ocorrer durante 2 horas por dia em períodos de Inverno (1 Janeiro – 21 Março; 21 Setembro-31 Dezembro) e 3 horas por dia em períodos de Verão (21 Março – 21 Setembro) sendo que no Verão existe uma maior disponibilidade de energia solar.
- Utilizando o método referido na secção 3.4.2, serão seleccionadas as horas em que a bateria deverá ser descarregada.
- O valor de energia descarregada pelas baterias em cada instante será equivalente a 100% do consumo para as horas escolhidas. Caso o instante  $t$  coincida com uma dessas horas, a fórmula para o descarregamento será:

$$Desc_{bat_{g,t}} = ConsumoPV_{g,c,t} \quad (3.16)$$

$$ConsumoPVBat_{g,t} = ConsumoPV_{g,c,t} - Desc_{bat_{g,t}} \quad (3.17)$$

- Nas horas em que a bateria é descarregada, espera-se que a variável  $ConsumoPVBat_{g,t}$  tome o valor nulo a não ser que a bateria não tenha carga suficiente. Então, assumindo que não haverá carregamento e descarregamento da bateria simultaneamente, a fórmula para o estado da bateria será:

$$CargaBateria_{g,t} = CargaBateria_{g,t-1} - \frac{Desc_{bat\,g,t}}{\eta \cdot Desc} \quad (3.18)$$

Onde  $\eta \cdot Desc$  é a eficiência de descarregamento da bateria (95%).

- Caso o nível da bateria em certo instante seja inferior ao mínimo estabelecido o nível da bateria será repostado para esse mesmo valor mínimo e a bateria parará de descarregar até estar novamente carregada.

$$\begin{aligned} \text{Se } CargaBateria_{g,t} &\leq \text{MinimoBateria}, \\ Desc_{bat\,g,t} &= 0 \end{aligned} \quad (3.19)$$

### **Carregamento Bateria (Rede)**

- O carregamento da bateria através da rede poderá ser necessário em caso de falta de produção de energia fotovoltaica como por exemplo em períodos de inverno em que existe pouca radiação solar. A escolha das horas de carregamento será feita desta vez apenas com base nos preços do OMIE. Mais uma vez, uma decisão de “responsabilidade energética” no que toca ao bom funcionamento da rede elétrica por parte do consumidor. As 4 horas em que o preço do mercado estiver mais baixo serão as horas escolhidas para carregar as baterias se necessário. Estas horas representam as horas de menor congestão de rede e normalmente são horas de madrugada entre as 2h e as 6h da manhã. Optou-se pelo carregamento a 4 horas de forma a não sobrecarregar o nível do consumo, para que não haja um pico de consumo demasiado elevado para as horas de carregamento das baterias.
- Às 0 horas de cada dia, o modelo irá analisar os consumos e a produção para o dia seguinte. Com base no nível de carga da bateria nesse momento, será programado se é necessário ou não existir carregamento pela rede elétrica ou se a autonomia da bateria e/ou o carregamento através da energia fotovoltaica no dia seguinte será o suficiente para satisfazer as necessidades diárias e manter o nível da bateria acima da carga mínima estabelecida. Este método tem a vantagem de garantir que a bateria é sempre carregada com antecedência – pois normalmente, as mínimas de preço no mercado são durante a madrugada – no entanto tem a desvantagem de que na vida real as previsões de produção fotovoltaica (e até do consumo) podem nem sempre corresponder à realidade.
- Na escolha das horas, será adicionado ao código um mecanismo que garante que no mesmo dia, as horas de carregamento devem sempre anteceder as horas de descarga. Por exemplo, se uma de entre as 4 horas escolhidas for posterior à hora de descarga, o modelo irá substituir essa hora pela 5ª hora que apresentar o menor preço diário. E assim sucessivamente até se satisfazer a condição.
- Caso se estabeleça que é necessário haver carregamento por parte da rede no dia em questão é então definido o valor de energia a carregar e a consequente aplicação através da equação:

$$CarrRede_d = (CapBateria_d - Min.bateria) - CarrSolar_d \quad (3.20)$$

Onde  $d$  representa o dia em questão e  $CarrSolar_d$  corresponde ao total de excedente para o dia que está por vir (sendo que este cálculo é realizado às 0 horas). A equação estabelecida garante que a bateria esteja completamente carregada ao final das horas de produção e também que o excedente solar não seja desperdiçado – o que teria acontecido caso a bateria tivesse sido completamente carregada pela rede. A aplicação desta fórmula só é possível pelo facto das horas



de carregamento – através da rede e através da energia solar - antecederem na maioria das vezes as horas de descarga das baterias.

Se  $CarrRede_d > 0$  e  $t = T_{minMercado_d}$

$$CargaBateria_{g,t} = CargaBateria_{g,t-1} + \frac{CarrRede_d}{16} \quad (3.21)$$

O fator de divisão de 16 deve-se ao facto de o total de carregamento ser dividido pelos períodos horários de 4 horas, que correspondem a 16 períodos de 15 minutos.

$$ConsumoPVBat_{g,t} = ConsumoPV_{g,c,t} + \frac{\left(\frac{CarrRede_d}{16}\right)}{\eta \cdot Carregamento} \quad (3.22)$$

Juntando todos os passos estabelecidos, podemos estabelecer uma fórmula geral para o consumo e nível de bateria para cada instante.

$$ConsumoPVBat_{g,t} = ConsumoPV_{g,c,t} - Desc_{bat_{g,t}} + \frac{\left(\frac{CarrRede_d}{16}\right)}{\eta \cdot Carregamento} \quad (3.23)$$

$$CargaBateria_{g,t} = CargaBateria_{g,t-1} - \frac{Desc_{bat_{g,t}}}{\eta \cdot Desc} + \left(\frac{CarrRede_d}{16}\right) + \quad (3.24)$$

$$excedente_{g,c,t} * \eta \cdot Carregamento$$

Será com base nestes perfis que serão estabelecidos os custos anuais, as poupanças e o desempenho do sistema de baterias de forma a proceder ao posterior dimensionamento ótimo.

### 3.5 Análise Económica

Como já foi referido, será feita uma análise económica que pretende demonstrar se existem ou não ganhos económicos relevantes na realização da gestão de consumo nos diversos cenários. Pretende-se também verificar se a aplicação de novas tarifas energéticas poderá ter algum impacto nesses resultados.

A metodologia até aqui apresentada irá gerar novos perfis de consumo que serão comparados com os perfis padrão de cada classe de consumidor em termos de custos anuais. Aos novos perfis, assim como ao perfil sem alterações, serão aplicadas as diferentes tarifas energéticas aqui referidas: as tarifas simples, bi-horária e tri-horária estabelecidas pela ERSE para 2017 assim como as tarifas aqui desenhadas com base em exemplos internacionais: a tarifa CPP, CPR e RTP1 e RTP2 – também baseados nos preços do mercado e tarifas de rede para 2017.

Prosseguir-se-á uma comparação dos vários perfis onde se pretende não só comparar as poupanças obtidas através das mudanças aplicadas dentro de uma mesma tarifa, mas também comparar os gastos anuais de umas tarifas com as outras de forma a ter uma visão geral sobre elas.

### 3.5.1. Custos

#### Smart meter

Para que seja possível a realização da gestão de consumo é recomendada a presença de um *smart meter* que permite a medição do consumo residencial em tempo real ou em escalas de tempo pequenas - o que também permitirá a implementação e cobrança das ditas tarifas dinâmicas.

Um dos objetivos da dissertação é verificar se as poupanças obtidas são capazes de viabilizar a compra de um destes aparelhos – ou então, verificar em quanto tempo o mesmo se poderia pagar a si próprio através dessas mesmas poupanças - dependendo do perfil energético e do tarifário aplicado. O preço médio destes aparelhos é de 100€, mas pode variar entre os 70€ e os 450€ dependendo da escala temporal das medições e tipo de armazenamento da informação. [17] Será considerado o preço de 100€ para retirar conclusões acerca das simulações de gestão de consumo realizadas. Este custo será mais importante nas simulações das mudanças comportamentais sendo que o preço do *smart meter* acaba por se tornar insignificante face ao investimento de sistemas como o PV e PVbat.

#### PV e baterias

O sistema PV com baterias a ser modelado também terá a sua análise económica do ponto de vista dos diferentes perfis e das diferentes tarifas aplicadas. Pretende-se, assim, responder se estes sistemas compensam ou tornam-se compensatórios com a introdução de cada uma das tarifas. Serão tidas em conta todas as componentes do sistema PV onde se inclui um controlador das baterias, um inversor e controlador de carga para além do custo dos painéis e das baterias.

O custo do inversor, do controlador de carga e do controlador das baterias terá um custo fixo para cada tipo de perfil estudado. Os preços dos painéis e das baterias será proporcional ao dimensionamento para cada perfil de consumo.

Os valores são obtidos em *websites* de venda dos artigos em causa ou a partir de artigos científicos, sumarizados nas Tabelas 3.8 a 3.11, que incluem IVA de 23%.

Tabela 3.8 - Custos dos equipamentos independentes do perfil.

Equipamento	Custo	Modelo
Painel PV	159 €/m <sup>2</sup>	150 Watt/12V policristalino, 68 x 148cm [42]
Baterias	468 €/kWh	Surrete Rolls S-500EX [43]

Tabela 3.9 - Custo dos equipamentos do Grupo 1.

Equipamento	Custo	Modelo
Inversor p/PV	340 €	EFACTA 12V/700 Watt sinusoidal [42]
Inversor p/PVbat	595 €	EFACTA 12V/1500 Watt sinusoidal [42]
Controlador de Carga	160 €	Morningstar Corporation Sunlight SL-20L-24V Charge Controller[44]
Controlador Bateria	500 €	Victron Energy Color Control GX[45]

Tabela 3.10- Custo dos equipamentos do Grupo 0

Equipamento	Custo	Modelo
Inversor p/ PV-PVbat	796 €	Victron 2000VA (1600W) 12/24V sinusoidal[42]
Controlador de Carga	357 €	MidNite Solar Kid 30a MPPT MNKID-B - Black Charge Controller[44]
Controlador Bateria	500 €	Victron Energy Color Control GX [45]

Tabela 3.11 - Custo dos equipamentos do Grupo 5.

Equipamento	Custo	Modelo
Inversor p/PV	1268 €	Victron 3000VA (2400W) 12/24/48V sinusoidal [42]
Inversor p/ PVbat	1980 €	Victron 5000VA (4000W) 24/48V sinusoidal[42]
Controlador de Carga	676 €	MidNite Solar Classic 150 MPPT Charge Controller [44]
Controlador Bateria	500 €	Victron Energy Color Control GX [45]

A escolha do inversor e do controlador de carga tem em conta as características de consumo de cada perfil. Depois de dimensionado o sistema, deve-se verificar se os equipamentos se ajustam às necessidades e isso será feito comparando o máximo da potência que passa pelo inversor – seja vinda do PV ou do descarregamento/carregamento das baterias - cujo valor não deve exceder o máximo permitido pelo inversor. O mesmo se aplica ao controlador de carga cujas condições de funcionamento se devem ajustar minimamente às potências máximas que percorrem o sistema. É de notar que este dimensionamento considera apenas alguns aspetos do dimensionamento e não é muito aprofundado nem complexo ao ponto de dimensionar todo o sistema até ao ponto de instalação (como fazer um esquema do sistema, comparar circuitos em paralelo, série, etc.). O que aqui se pretende é apenas ter uma perspetiva geral dos equipamentos a usar e dos respetivos preços.

Outro aspeto a referir para a escolha dos equipamentos é que as baterias e os controladores de carga escolhidos são equipamentos encontrados num *website* americano [43-45] enquanto os restantes equipamentos são de uma empresa a operar em Portugal [42]. Os preços no estrangeiro demonstram ser um pouco inferiores do que em Portugal pelo que poderá haver algumas discrepâncias com a realidade nesse aspeto o que será tido em conta na discussão dos resultados do Capítulo 5.

O último aspeto a referir está no cálculo dos preços da bateria por kWh. Genericamente, a bateria em causa é exibida como uma bateria de 6V com 357 Ah de capacidade e um preço de 445 \$. No entanto, estas características são medidas em condições ótimas em que a bateria é descarregada ao longo de 20 horas, o que não é o caso para o sistema desenhado. Quanto mais rápido o descarregamento menor é a capacidade da bateria e estes valores estão tabelados na ficha técnica da bateria (em anexo – Figura A.1). Como as baterias terão que ser descarregadas ao longo de 2-3 horas isso faz com que a capacidade real das nossas baterias seja 171 Ah (considerando a descarga a 2 horas). Portanto, ao invés dos iniciais 207 \$/kWh ( $=357 \times 6/445$ ) as baterias em causa têm um preço corrigido para 433 \$/kWh ( $=171 \times 6/445$ ). Convertendo para unidades de € e aplicando IVA chega-se ao valor final das baterias de 468 €/kWh.

### 3.5.2. Dimensionamento, TRI e VAL

Estabelecidos os custos de todos os equipamentos assim como as diretrizes que controlam o funcionamento do modelo, será então possível, através de um processo iterativo, determinar qual a configuração de área de painéis solares capaz de fornecer o menor Tempo de Retorno do Investimento (TRI) para cada cenário para os três grupos de consumidores – G0, G1 e G5. Calcular o valor atualizado do projeto ao longo da sua duração irá fornecer uma perspectiva sobre os possíveis ganhos da sua implementação.

Os resultados obtidos serão os TRI para as várias tarifas e de entre esses valores será escolhido a área de painéis cujo TRI apresenta um valor mais baixo para a maioria das tarifas. De notar que será feita a diferenciação entre o dimensionamento ótimo dos sistemas *PV* e dos sistemas *PVbat* pelo que haverá 6 dimensionamentos diferentes.

O projeto tem um tempo de vida esperado de 25 anos, pelo que este será o espaço temporal em que o modelo irá trabalhar e para o qual o valor atualizado será calculado.

Para que se encontre a área ótima para cada perfil e determinar o valor dos projetos, será necessário primeiro estabelecer as variações temporais que possam afetar todo o modelo e também as poupanças obtidas pelo nosso sistema a cada ano.

**Eficiência dos painéis** – A eficiência de um painel solar tende a decrescer com o passar do tempo. O valor considerado para a diminuição média do *output* dos painéis solares é de 0,5% ao ano. [46]

**Eficiência das baterias** – Assim como os painéis, a eficiência de uma bateria também se degrada com o tempo. Para representar essa degradação, irá ser aplicado um decréscimo anual à capacidade máxima da bateria de 4%. [41]

**Aumento do consumo** – Com o passar do tempo e com o consumidor residencial a usufruir de cada vez mais e mais avançados equipamentos tecnológicos, isso também implica um aumento gradual do seu consumo no decorrer dos anos. Com isso em consideração, será aplicado um aumento anual do consumo de 0,5%.

**Aumento dos preços de energia** – O mercado de energia é caracterizado por algumas oscilações de ano para ano. No entanto, na sua generalidade os preços de energia tendem a aumentar com o tempo. Com base nos dados da evolução dos preços das tarifas de venda a clientes finais entre 2012 e 2017 [38], iremos considerar um aumento anual dos preços de energia de 2%, a aplicar diretamente às tarifas.

**Ciclos da bateria** – Uma das características das baterias como fonte de energia é a quantidade limitada de ciclos que são capazes de realizar até deixarem de ser capazes de fornecer energia às condições ótimas ou até que o seu desempenho comece a degradar-se rapidamente [47]. O número de ciclos máximo depende também da descarga máxima à qual a bateria opera e esse número é representado com um gráfico na maioria das fichas técnicas de cada modelo de baterias.

Para o modelo de baterias escolhido neste trabalho, as baterias “*Surrete Rolls S-500EX*”, podemos ver o gráfico 3.5 representativo da dependência entre o número de ciclos e a profundidade de descarga habitual deste modelo em específico. Como já foi referido, a profundidade de descarga máxima considerada para o modelo foi de 80%, o que permitirá estimar o número de ciclos que o sistema de baterias irá operar.

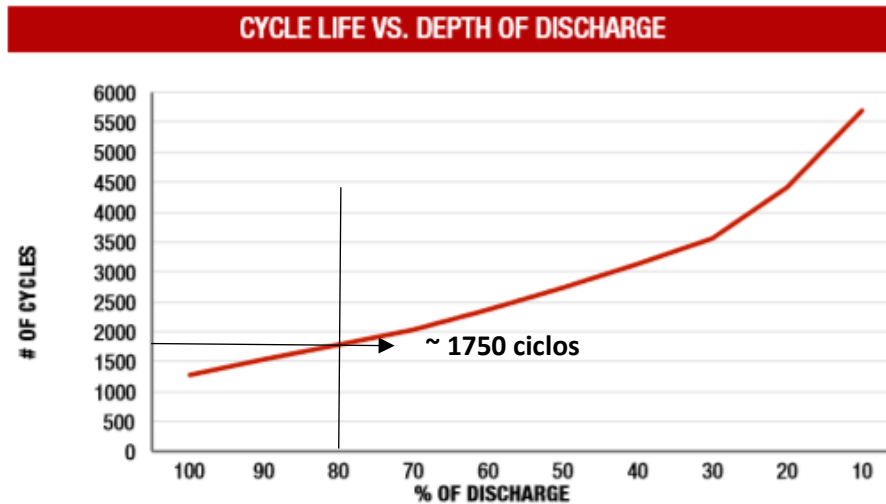


Figura 3.5- Variação do tempo de vida da bateria - em ciclos - consoante a profundidade de descarga. [43]

Como é possível observar na Figura 3.5, a bateria será capaz de funcionar um total de 1750 ciclos até ser necessário repor esse sistema por um novo. No modelo, cada ciclo será contabilizado sempre que a bateria é descarregada uma quantidade de energia equivalente à diferença entre o máximo da capacidade da bateria – para esse determinado ano - e o seu mínimo.

$$Nmr\ Ciclos_d = Nmr\ Ciclos_{d-1} + \frac{Desc_{bat_{g,d}}}{CapBateria_a - MinimoBateria} \quad (3.25)$$

Se a variável  $Nmr\ Ciclos_d$  for maior ou igual a 1750, então este valor será repostado para 0, a capacidade máxima da bateria  $CapBateria_a$  volta ao seu valor original – sendo que, como referido, este valor máximo tem um decréscimo de 4% ao ano – e finalmente, o custo da reposição do novo sistema será adicionado aos custos de manutenção do ano em causa.

**Diminuição do custo das baterias** – Como o tempo de vida das baterias em causa é consideravelmente menor do que o tempo de vida dos painéis solares, tudo leva a crer que será necessário a obtenção de novos sistemas ao longo dos anos. Estes sistemas, por seu lado, têm o seu próprio mercado cujos preços oscilam de ano para ano. O mercado das baterias é dos mercados que, no setor da energia, tem vindo a apresentar um dos maiores decréscimos de preços de ano para ano. Este decréscimo advém maioritariamente do interesse cada vez maior no desenvolvimento de carros elétricos que têm uma grande dependência nas baterias para a sua autonomia. Embora as baterias usadas a nível de sistemas fotovoltaicos se diferenciem das baterias de carros elétricos, o esforço em investigação e desenvolvimento nesta área tem vindo a trazer benefícios para ambas as áreas. [5,41].

Com base em dados empíricos, desde 2012 o preço das baterias de ácido chumbo tem decrescido muito ao longo dos anos, podendo esse decréscimo chegar a 8% ao ano com base em preços observados em artigos [41] e *websites* [43]. Para este modelo, iremos considerar que o custo das baterias decresce a uma taxa de 5% ao ano.

**Taxa de atualização** – A taxa de atualização a ser utilizada no modelo tem um valor de 5% ao ano. Este valor é comumente usado na avaliação deste tipo de projetos. [48]

**Custos de Manutenção** – A presença deste tipo de sistemas leva a que ao longo dos anos surjam imprevistos e que seja necessário realizar manutenção para o ótimo funcionamento do sistema.

Com base em artigos do género [41] irá ser considerado que para o sistema PV, o custo de manutenção anual será 1% do custo do investimento inicial. Para o sistema de PV com baterias, irá ser considerado um custo de manutenção anual no valor de 1,5% do custo do investimento inicial.

Estabelecidas as variações temporais para a avaliação monetária, será então procedido o ciclo iterativo que irá testar várias dimensões de painéis solares instalados de forma a encontrar as condições ótimas.

Como já foi referido, a escolha das dimensões ótimas será com base nas dimensões que conferirem um menor TRI ao nosso investimento inicial. Para determinar o TRI, será também necessário o cálculo progressivo do valor atualizado (VAL) do nosso projeto ao longo dos anos.

$$VAL_{g,c,E,a=1} = -InvestimentoInicial_{g,c} + Poupanças_{g,c,E,a} - Custos Manutenção_{g,c,a} \quad (3.26)$$

$$VAL_{g,c,E,a} = VAL_{g,c,E,a-1} + Poupanças_{g,c,E,a} - Custos Manutenção_{g,c,a} \quad (3.27)$$

O TRI é determinado quando  $VAL$  (Ano  $n$ ) passar a ser um valor positivo, o que significa que o sistema terá sido capaz de produzir poupanças suficientes para pagar o custo do investimento inicial e das manutenções anuais. Como os cálculos aqui realizados são feitos de ano em ano, a estimativa de um TRI com valor exato não será possível, mas poderá ser estimada a altura do ano em que o TRI é atingido, com base em aritmética simples.

Finalmente, estabelecido o cálculo para a determinação do VAL e do TRI, o ciclo iterativo irá testar várias áreas de painéis solares numa iteração de 0,1 em 0,1  $m^2$ , calculando o VAL e TRI de cada uma de forma a encontrar as dimensões ótimas. Para a configuração ótima será feita a análise dos benefícios económicos dessa mesma configuração com análise do respetivo VAL e também das poupanças e custos do primeiro ano.

### 3.6. Poupanças da Comercializadora

A gestão de consumo traz grandes benefícios ambientais e de suporte à rede Elétrica. Graças à implementação de tarifas dinâmicas, a gestão de consumo deverá ser capaz de conferir mais poupanças ao consumidor desde que ele tenha um comportamento de acordo com as necessidades e possibilidades da rede - ou pelo menos assim se espera. E agora a pergunta: e a comercializadora? A entidade responsável por configurar, regularizar e controlar estas tarifas. Qual a sua motivação para integrar, implementar e dar apoio a este tipo de iniciativas?

Imagine-se uma tarifa fixa que é aplicada ao consumidor. Tarifa fixa essa que, como já foi referido, é composta pela tarifa de comercialização, tarifa de uso da Rede e Tarifa de Energia. Este terceiro elemento é um preço médio, sendo que a certas horas o preço ao qual a energia é comprada no mercado terá um preço menor e outras horas em que o preço terá um valor maior do que esta média. Será lógico assumir que caso uma comercializadora consiga “convencer” os seus consumidores a consumirem menos nas horas em que os preços estão mais elevados então é possível que a empresa gere mais lucros do que o normal pois irá gastar menos recursos na compra de eletricidade com preço acima da média enquanto a vende ao mesmo preço – no entanto, a geração de poupanças está dependente do balanço com a tarifa de comercialização. É fácil visualizar esta poupança para a comercializadora para o caso de uma tarifa simples e, por isso, esta vertente de poupanças apenas será analisada para esta tarifa. Para as restantes tarifas poder-

se-ia realizar a mesma operação. Optou-se, no entanto, por avaliar apenas uma das opções já que não se trata do argumento principal desta dissertação.

Existem dois argumentos-chave que levam a crer que a realização desta análise com a tarifa simples representa um “*Best Case Scenario*” para os ganhos das comercializadoras. O primeiro argumento é que as mudanças de consumo ocorrem em horas em que o preço do mercado é elevado. Essas horas normalmente acontecem em horas de “cheia” ou de “ponta”. O segundo argumento é que a tarifa simples é, entre as tarifas apresentadas, a tarifa que apresenta o menor preço para a Tarifa de Energia em horas de preço de mercado elevado (cheia/ponta). Logo, é de esperar que será a Tarifa de Energia da tarifa simples que vai apresentar um maior diferencial de preços entre o preço da hora da mudança de consumo (preço do mercado, ou seja, o preço a que a energia é comprada) e o preço da Tarifa de Energia estabelecida. Este maior valor do diferencial irá conferir mais poupanças à comercializadora do que as restantes tarifas.

A fórmula a aplicar terá em conta os Preços do Mercado para cada hora – preço a que a Comercializadora compra a energia – assim como a Tarifa de Energia – preço a que a comercializadora vende energia. O valor estabelecido para 2017 foi de 0,601 € por kWh e a tarifa de comercialização é de 0,003€ por kWh.

$$Receitas_{g,c} = \sum_{h=1}^{h=8760} Consumo_{g,c,h} * ((PrecoHorario_h - 0,601)) + (Consumo_{g,c,h}) * 0.003 \quad (3.28)$$

$$DifPreco_{g,c} = \sum_{h=1}^{h=8760} (ConsumoRef_{g,h} - Consumo_{g,c,h}) * ((PrecoHorario_h - 0,601)) + (Consumo_{g,c,h} - ConsumoRef_{g,h}) * 0.003 \quad (3.29)$$

Para clarificar a equação 3.29, a primeira parcela da equação representa a diferença entre o consumo padrão e o consumo do cenário em causa, Como neste modelo estamos a retratar diminuições de consumo esta subtração vai resultar na maior parte das vezes zero ou um valor positivo – à exceção dos momentos de *peak shifting* dos cenários de gestão de consumo comportamental e também dos momentos de carregamento das baterias por parte da rede.

A este valor será multiplicado a diferença entre o preço do mercado nesse instante e o preço da tarifa de energia. Este valor será positivo quando o preço do mercado é superior ao valor estabelecido para a tarifa de energia. Quando este valor é positivo, o resultado da multiplicação é normalmente positivo o que realça a geração de poupanças por parte da comercializadora. No entanto, quando o preço do mercado é inferior à tarifa de energia estabelecida este valor será negativo. Nestes momentos a multiplicação irá gerar um aumento dos custos para a comercializadora e esta irá perder dinheiro (caso a primeira parcela seja positiva). Para concluir, esta parcela irá gerar poupanças à comercializadora quando se reduz o consumo em horas em que o preço no mercado é demasiado alto quando comparado com as tarifas de energia consideradas.

A segunda parcela da equação incide sobre a taxa de comercialização aplicada ao consumidor e que gera lucros à Comercializadora por cada kWh vendido. Aqui, a diferença presente entre os consumos está invertida quando comparada à primeira parcela e será na maior parte das vezes um valor nulo ou negativo, o que realça a diminuição de consumo e de lucro nos diferentes cenários elaborados.

Para concluir, com este cálculo pretende-se de uma forma geral ter uma ideia de possíveis ganhos ou perdas para a comercializadora de uma forma muito simples e com uma tarifa uniforme. Por um lado, poderá haver poupanças se houver mudanças de consumo nas horas certas, mas será que a diminuição do consumo nessas horas face à redução dos ganhos com a Tarifa de Comercialização se conjugam de forma a estabelecer poupanças? Uma questão a investigar para os diversos cenários.

O perfil utilizado para estes cálculos será sempre o perfil 0 que representa a média de consumo dos grupos estudados. Este perfil será o mais adequado para dar uma ideia de possíveis ganhos num contexto de uma comercializadora com uma gama alargada e diversa de clientes. As poupanças/perdas obtidas serão representadas em unidades monetárias [€] por consumidor, no entanto podem ser escaladas para várias dimensões de comercializadora, desde as mais pequenas, com 3000 clientes, até comercializadoras de grande escala - 500.000 clientes - ou até ao total de consumidores residenciais de Portugal – cerca de 5.600.000 consumidores. Estes números assim como uma percentagem de adesão adequada permitirão ter uma noção de escala e possível implementação, sem deixar de ter em conta as implicações que a aplicação destes cálculos em grande escala poderão ter no mercado de energia.



## 4. Resultados

### 4.1. Gestão de Consumo - Comportamental

A título exemplificativo apresenta-se a Figura 4.1 que ilustra o impacto das medidas de redução percentual do consumo num dia de Inverno. Pode-se também observar a presença de *load shifting* e de *load shedding* através das reduções e aumentos pontuais de consumo face à referência (apresentado como “Ref”, na figura) .

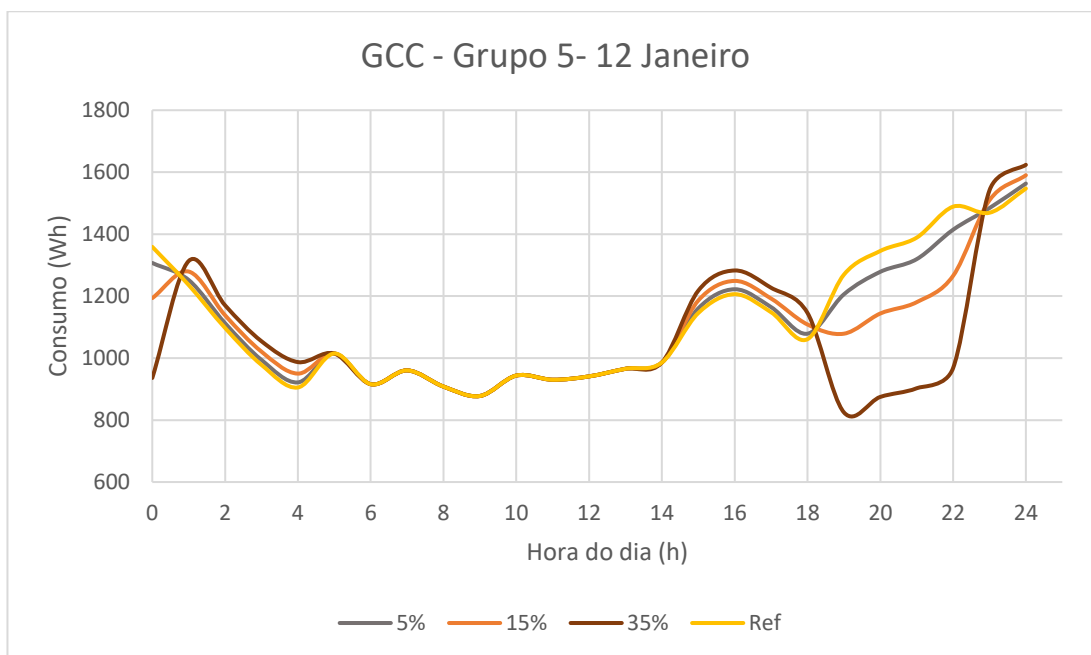


Figura 4.1 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 5.

É possível observar um aumento pontual do consumo entre as 1 e as 5 da manhã que representa *load shifting* advindo de uma redução de consumo do dia anterior. Entre as 19 horas e as 22 horas é possível observar um claro evento de redução do consumo. Nas 3 horas anteriores às 19 horas e nas 3 horas posteriores às 22 horas é possível observar o aumento do consumo (*load shifting*). Evidencia-se assim o funcionamento do modelo da forma como foi idealizado. Em Anexo (Figuras A.2 e A.3) é possível observar o mesmo comportamento para os grupos 0 e 1.

Estas mudanças no perfil de consumo poderão refletir-se em variações nos custos de eletricidade e em poupanças para o consumidor.

### 4.1.1. GCC - Custos Anuais

Com o modelo de mudanças de comportamento implementado, é possível analisar os custos anuais de cada cenário para cada tarifa estudada. Com as Figuras 4.2 a 4.4 pretende-se responder algumas questões como: O *design* de cada tarifa foi coerente? Há uma grande discrepância entre as tarifas desenhadas e as que já existem?

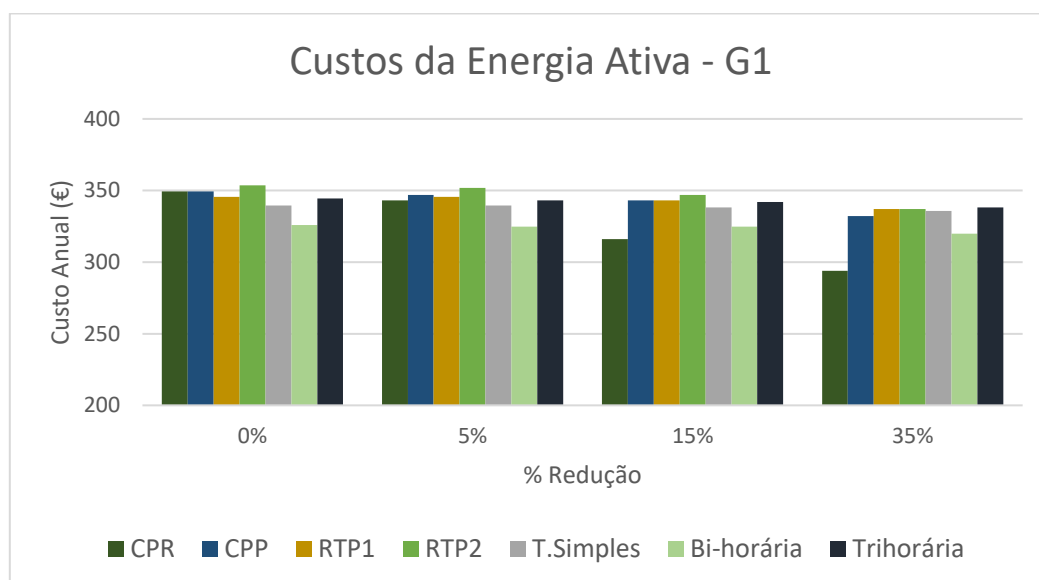


Figura 4.2- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 1 para as tarifas em estudo.

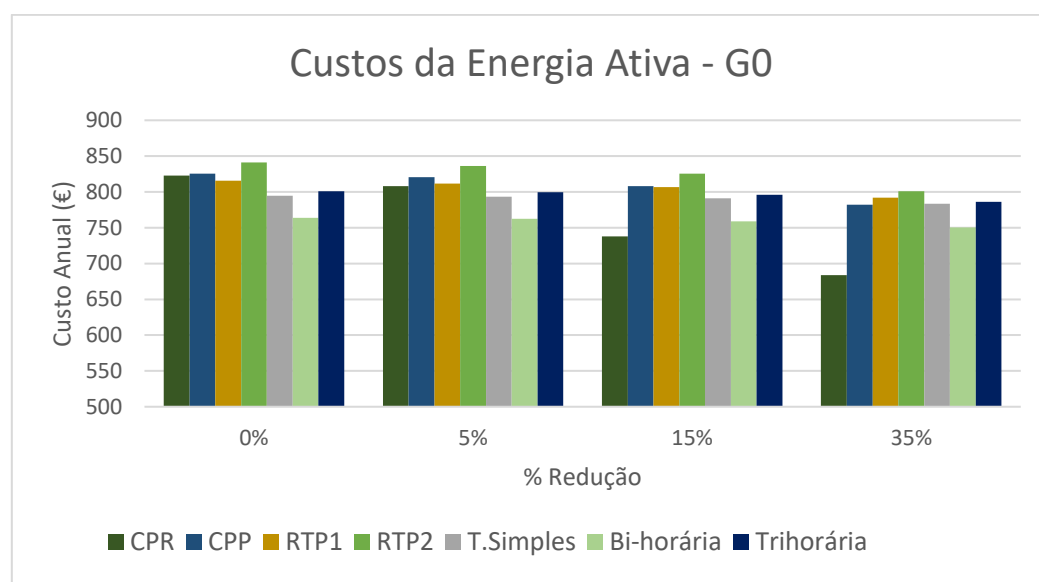


Figura 4.3- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 0 para as tarifas em estudo.

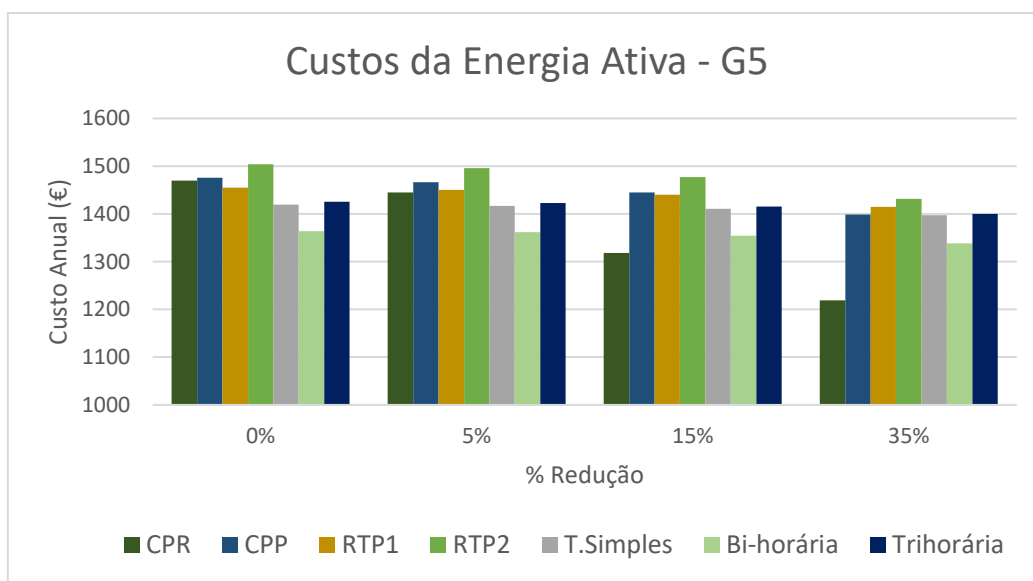


Figura 4.4- Custos Anuais em Energia Ativa para o Grupo 5 para as tarifas em estudo.

Os custos anuais para o cenário de referência para as várias tarifas apresentam valores próximos aos da Tarifa Simples e Bi-horária, mesmo que esta última apresente custos ligeiramente inferiores às restantes. Há que notar também a diferença na escala de custos aqui apresentada, onde é possível verificar a diferença nos gastos anuais para cada perfil estudado. O perfil 1 tem uma média de gastos anuais a rondar os 300 euros, o perfil 0 cerca de 800 euros anuais e o perfil 5 à volta de 1400 euros. De grupo para grupo a intensidade de consumos e de custos tende a duplicar. Os custos apresentados são custos de energia ativa consumida com IVA de 23%. A estes custos não se adicionaram outros custos fixos que possam existir no pagamento da eletricidade, onde também se deve notar que os custos fixos das tarifas bi-horária e tri-horária são superiores aos da tarifa simples - ou seja, é possível que os menores custos anuais em energia ativa da tarifa bi-horária possam ser compensados por estes custos fixos superiores.

Observando as Figuras 4.2 a 4.4 temos que, regra geral, as tarifas CPP, RTP2 e CPR conduzem sempre a um valor mais elevado no cenário de referência (0%) em que não há alterações ao consumo. Este facto está de acordo com o objetivo das tarifas dinâmicas, que tendem a beneficiar os consumidores que adaptam o seu consumo consoante as necessidades da rede e penalizam os restantes.

Para uma redução ou deslocalização do consumo de 5% a 35% verificam-se diferentes comportamentos para as várias tarifas. Por exemplo, para as sete tarifas estudadas, é possível verificar que a redução de consumo é acompanhada por uma redução não proporcional do custo anual, o mesmo será dizer que cada tarifa tem o seu ritmo dependendo da redução efetuada. Enquanto as tarifas RTP2, CPP e CPR apresentam variações visíveis com o variar dos cenários, as restantes quatro tarifas – RTP1, Simples, Bi-horária e Trihorária – mostram variações muito pouco significativas, o que pode indicar um baixo nível de poupanças. Um exemplo a destacar é o cenário de referência da Figura 4.3. onde podemos ver como a tarifa CPP apresenta um custo anual superior à tarifa RTP1. No entanto, à medida que avançamos na redução percentual dos consumos, podemos ver como os custos anuais com a tarifa CPP acabam por ser inferiores aos da tarifa RTP1, ao ponto que na redução de 15% ambas já se encontram niveladas, e na redução de 35% a tarifa CPP acaba por ter um custo anual inferior à tarifa obstante. Este tipo de comportamento é também observável para as tarifas CPR e RTP2.

A tarifa mais interessante de observar nestas figuras é a tarifa CPR pois esta tarifa mostra uma enorme variação no avançar de cada cenário, onde por cada cenário de redução dos consumos os custos diminuem consideravelmente face às restantes tarifas.

Com esta análise foi possível ter noção de que as tarifas desenhadas não são muito diferentes umas das outras e que conferem ao utilizador custos anuais algo semelhantes às tarifas convencionais.

#### 4.1.2. GCC- Poupanças Anuais

As Figuras 4.5 a 4.7 mostram as poupanças obtidas através das mudanças de comportamento dos consumidores, para cada tarifa, tipo de consumidor e também percentagem de redução dos consumos que, como referido, metade corresponde à redução do consumo e a restante metade à alteração desse consumo para outras horas do dia. Na tabela 4.1 são quantificadas as reduções de consumo. De notar que as figuras apresentam as poupanças anuais dos três grupos numa só barra e que os valores não são acumulados.

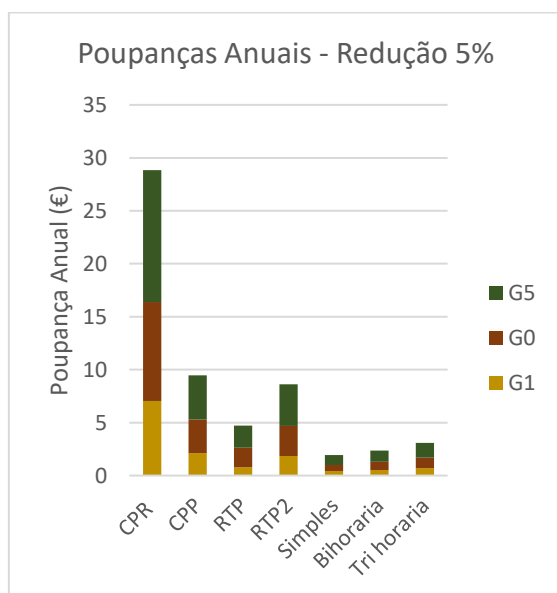


Figura 4.6 – Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 5%

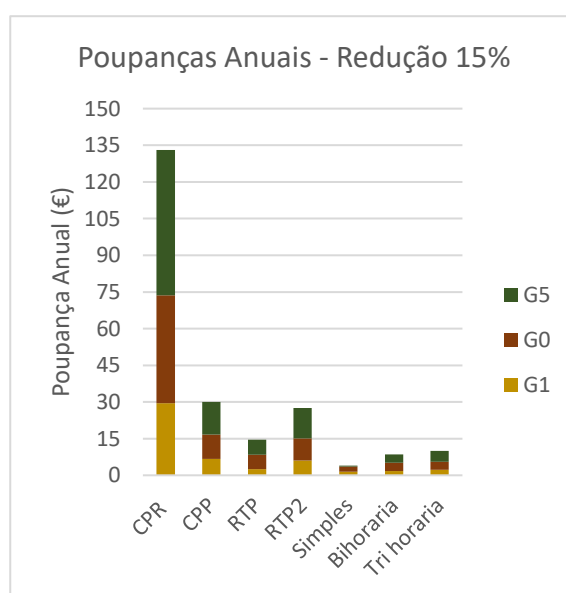


Figura 4.5– Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 15%

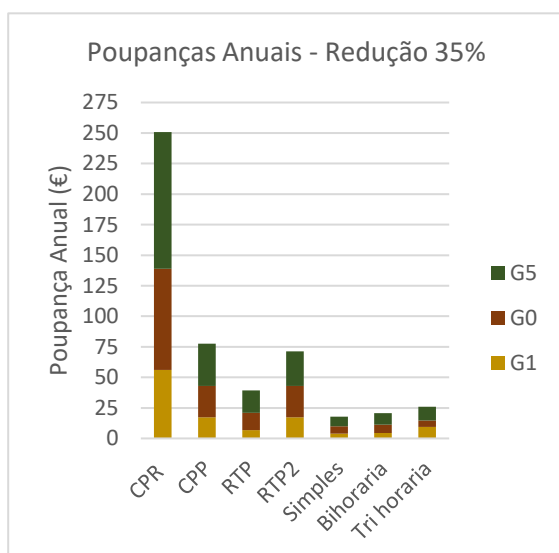


Figura 4.7 - Poupanças Anuais para os vários grupos para a redução de 35%

Tabela 4.1- Quantidades de energia reduzidas em load shifting e load shedding.

Un: kWh	G1	G0	G5
5%	4,9	12	22
15%	14	36,8	85
35%	34	85	155

A partir das Figuras 4.5 a 4.7 é possível aferir que para as tarifas estáticas – simples, bi-horária e tri-horária - as poupanças apresentadas são as de valor menor em comparação com as restantes tarifas. A tarifa RTP1, que é uma tarifa dinâmica, no entanto, apresenta valores de poupança próximos ao destas três tarifas. Nas figuras é também de salientar que as tarifas CPR, RTP2 e, especialmente, a tarifa CPR são as maiores geradoras de poupanças para estes cenários. Justifica-se a existência da tarifa RTP2 face à tarifa RTP1, pois as poupanças obtidas com RTP2 chegam a ser o dobro da anterior.

Comparando os diversos tipos de redução, a redução de 5% apresentou valores de poupança muito pouco significativos para todos os grupos e tarifas sendo que o valor máximo obtido foi com a tarifa CPR, no grupo 5, com uma poupança anual de cerca de 28 euros ficando as restantes tarifas abaixo dos 10 euros. Como foi abordado para a tarifa CPR, a partir dos 5% de redução face à referência o consumidor tem direito a pagar uma tarifa mais baixa, daí a diferença de preços significativa com as restantes. Também para o grupo 5, as tarifas estáticas e também a tarifa RTP1 atingiram uma poupança inferior a 5 euros com esta redução percentual de consumo, um valor muito pouco significativo.

A redução de 15% apresentou resultados um pouco melhores onde as poupanças começam a ser mais consideráveis. Finalmente a redução de 35%, como era de esperar, apresentou valores que já começam a ser relevantes para todas as tarifas especialmente para os Grupos 0 e 5.

Em relação aos diversos grupos estudados, o grupo 1, que também é o grupo que apresenta a menor intensidade de consumo, aparenta ser aquele que menos beneficia com estas ações de redução de consumo. Os únicos cenários que se mostraram minimamente benéficos são para a tarifa CPR na redução de 15% - cerca de 30 euros de poupança – e para a redução de 35% as tarifas CPR, CPP e RTP2 onde as poupanças atingem um elevado valor para a tarifa CPR – cerca de 50 euros - e valores satisfatórios para as restantes duas, onde as poupanças rondam os 20 euros anuais para ambas. Os restantes cenários, para este grupo, apresentam poupanças pouco significativas (inferiores a 10 euros).

O grupo 0, representativo da média de consumo, apresenta valores interessantes em alguns casos. Na tarifa CPR este grupo já começa a gerar poupanças, de cerca de 50 euros para a redução de 15% e quase 100 euros para a redução de 35%, valores que se aproximam do valor de aquisição de um *smart meter*. As tarifas RTP2 e CPP apresentam também valores razoáveis para o cenário

de 15% - à volta dos 15 euros – e valores razoáveis para o cenário de 35% - a rondar os 50 euros. À semelhança do Grupo 1, as restantes tarifas estáticas e também a tarifa RTP1 apresentam poupanças pouco satisfatórias embora o cenário de 35% evidencie poupanças anuais superiores a 10 euros.

Finalmente, para o grupo 5, o grupo com maior intensidade de consumo, para as quatro tarifas que apresentaram menores poupanças no geral – simples, bi-horária, tri-horária e RTP1 – o grupo 5 foi o único capaz de apresentar resultados minimamente satisfatórios e isto apenas para a redução de 35% onde valores que rondam entre os 20 e os 30 euros conseguiram ser obtidos. Ainda assim este valor, comparado ao total gasto em energia por estes consumidores, é muito pequeno. Na obstante, este tipo de poupança já ajudaria para pagar o aparelho em vista (*smart meter*). Em relação às tarifas RTP2 e CPP, a redução de 15% apresenta valores razoáveis à volta de 30 euros anuais de poupanças e a redução de 35% chega a valores bem mais satisfatórios de cerca de 75 euros. Finalmente, a tarifa CPR apresentou poupanças muito elevadas para este grupo de consumidores, chegando aos 250 euros para a redução de 35%, valor que se distancia bastante das restantes tarifas.

Para concluir, a redução de 5% mostrou não dar poupanças suficientes e ser uma percentagem de redução demasiado baixa para dar resultados significativos. Os restantes valores de redução, combinados com o nível de consumo e a tarifa desenhada da maneira certa, já mostram ser possível obter poupanças significativas.

Para estes cenários, a tarifa CPR foi a que mais se destacou em termos de poupanças comparada às outras tarifas, evidenciando o forte impacto que a mesma pode ter nas contas anuais de um consumidor consciente quanto ao seu consumo e contribuição para o bom funcionamento da rede elétrica.

## 4.2. Gestão de Consumo - Sistema PV e PV-Baterias

São aqui apresentados os valores de custos e poupanças obtidos para os perfis reforçados com painéis fotovoltaicos com e sem os sistemas de baterias. Nesta nova dimensão, a escala dos resultados é completamente diferente aos resultados anteriores, onde as poupanças atingidas são muito mais consideráveis. Mas, serão estas poupanças benéficas para o consumidor, e em quanto tempo se obterá um retorno do investimento? E para a comercializadora de eletricidade, haverá algo a ganhar? Estas são algumas das questões que os resultados a apresentar procuram responder. Na tabela 4.2 encontram-se os valores do dimensionamento obtidos através do processo iterativo explicado no Capítulo 3 e que se baseia na escolha dos valores de área de painéis que conferem o menor TRI. Mais detalhes sobre a determinação do dimensionamento estão disponíveis em Anexo.

Tabela 4.2 – Dimensionamento solar fotovoltaico para os vários Grupos e Cenários.

Grupo	PV	PVbat
G1	1,9 m <sup>2</sup>	4 m <sup>2</sup>
G0	4,9 m <sup>2</sup>	9,4 m <sup>2</sup>
G5	8 m <sup>2</sup>	17 m <sup>2</sup>

Tabela 4.3 - Dimensionamento do sistema de baterias para os vários grupos.

Grupo	Dimensão do Sistema de Baterias
G1	2,1 kWh
G0	4,4 kWh
G5	7,5 kWh

Como se pode observar na Tabela 4.2, o modelo conferiu 6 dimensionamentos diferentes de painéis para os grupos que serão analisados, havendo uma grande diferença em termos de área entre o dimensionamento PV de G1 e o dimensionamento *PVbat* do G5. Na Tabela 4.3 observa-se que o dimensionamento das baterias tende a dobrar de grupo para grupo, o que está relacionado com a intensidade de consumo dos mesmos. Prosseguindo, será agora demonstrado o funcionamento do sistema. No caso, escolheu-se dois dias típicos – 48 horas - de Verão e de Inverno para o fazer.

### 4.2.1. Dias Típicos de Inverno

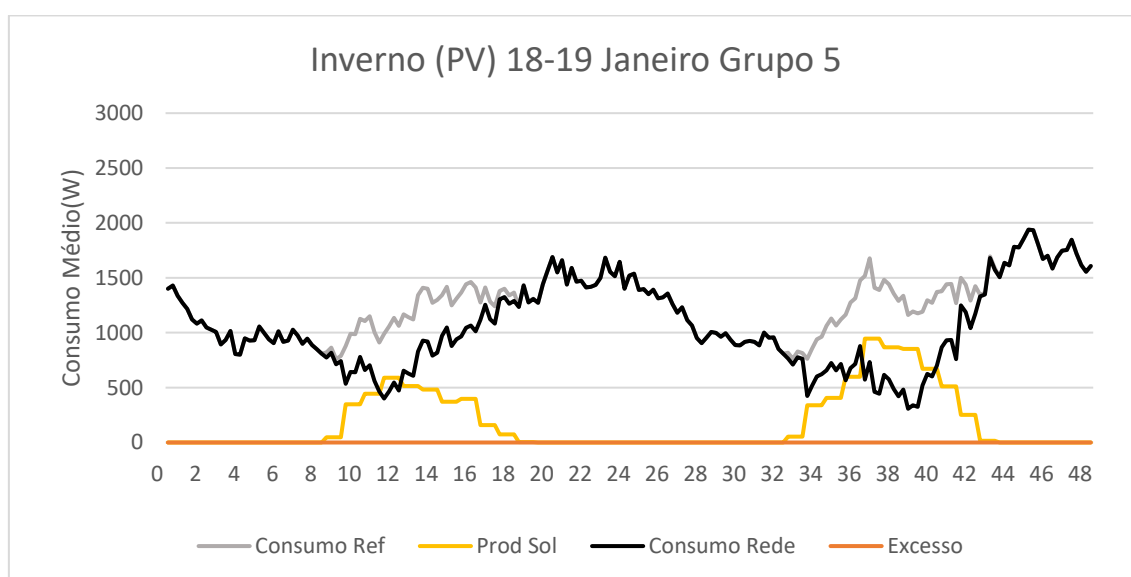


Figura 4.8 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 5 em dias típicos de Inverno.

Nesta secção é apresentado o consumo para o grupo 5. Na figura podemos ver como o sistema integra a produção de PV com o consumo numa base de tempo de 15 minutos em dias de Inverno. Este modelo é relativamente simples quando comparado ao sistema das baterias, mas através dele pode verificar-se como a produção e o consumo interagem nesta altura do ano. É de observar que a produção PV é sempre inferior ao consumo mas é suficiente para suprimir algumas das necessidades de consumo. De relembrar que o dia em causa é um dia de elevado consumo face à média de consumo assim como é um dia com pouca radiação solar. Verifica-se pois que não há qualquer excesso de energia entregue à rede o que esperado pois o excesso de energia solar ocorre com maior incidência no período de verão.

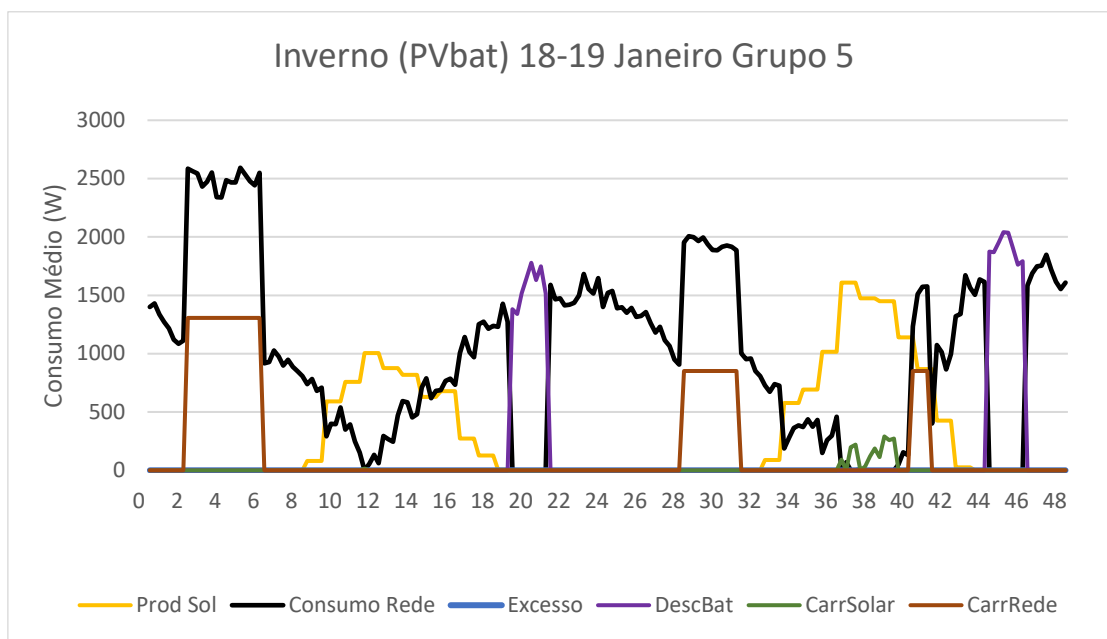


Figura 4.9- Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 5 em dias típicos de Inverno.

Os resultados do modelo PVbat para o mesmo período temporal e grupo de consumidores, que tem um dimensionamento de painéis superior ao cenário PV para o mesmo perfil (Tabela 4.2) são apresentados a título de exemplo na Figura 4.9. Pode verificar-se que não existe energia devolvida à rede e todo o excesso de energia solar, embora pequeno, é fornecido às baterias (a verde). Para além disso verifica-se que diariamente existe descarga das baterias (representado a roxo na Figura 4.9). Esse é efetuado nas horas de maior congestão da rede e consumo. Finalmente, há ainda a destacar os “picos” de consumo que representam períodos de carregamento das baterias a partir da rede que decorre por períodos de 4 horas, não necessariamente contínuas. Neste dia específico de Inverno a bateria é descarregada em menos do que duas noites, ao contrário daquilo para o qual o sistema de baterias foi desenhado, ter autonomia para três dias. É por isso que se denota que o sistema de baterias é carregado com energia da rede por dois dias seguidos. Mesmo que a bateria não se tenha descarregado completamente no dia 18, e que contenha alguma carga, essa carga em conjunto com a parcela de energia que iria carregar as baterias com o excesso de energia solar não seria suficiente para aguentar integralmente a descarga das baterias para o dia 19. O modelo executou o carregamento da bateria através da rede na madrugada do dia 19 garantindo que, antes das 20h (hora de descarga), a bateria estivesse completamente carregada para realizar as suas funções.



#### 4.2.2. Dias Típicos de Verão

As Figuras 4.10 e 4.11 correspondem a dois dias típicos de Verão onde se pode destacar que o consumo apresenta níveis de consumo inferiores ao Inverno. O consumo nos dias de verão apresenta valores médios de potência de 800 W enquanto que no Inverno essa potência é 1500 W para o mesmo grupo.

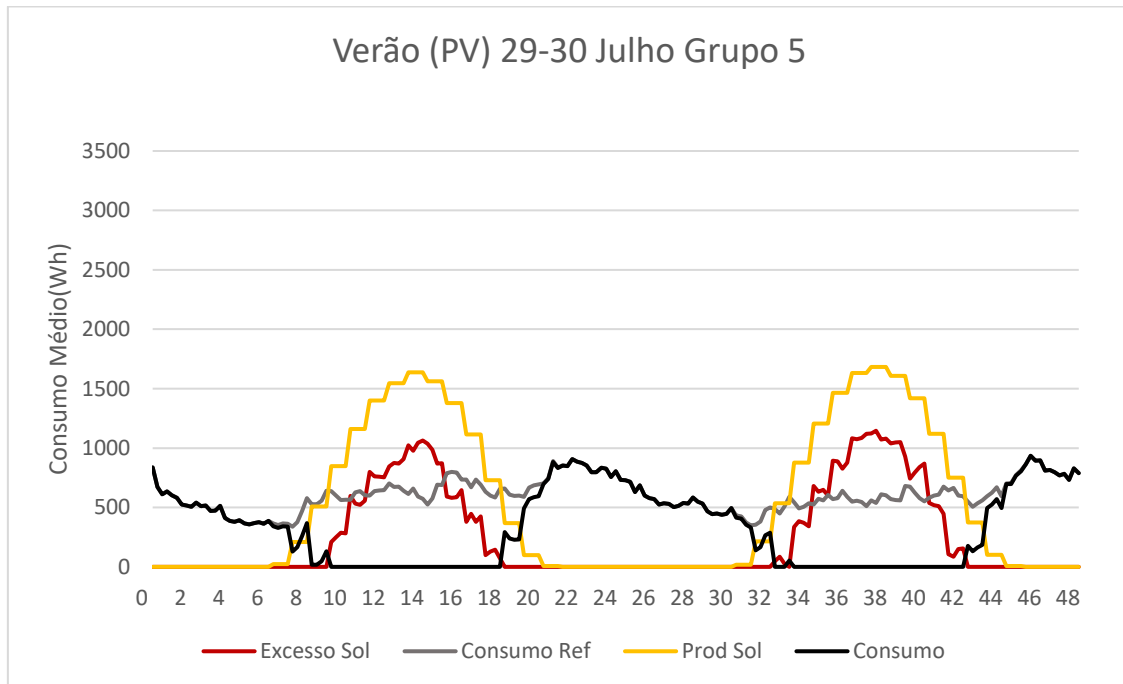


Figura 4.10- Funcionamento do modelo PV para o Grupo 5 em dias típicos de Verão.

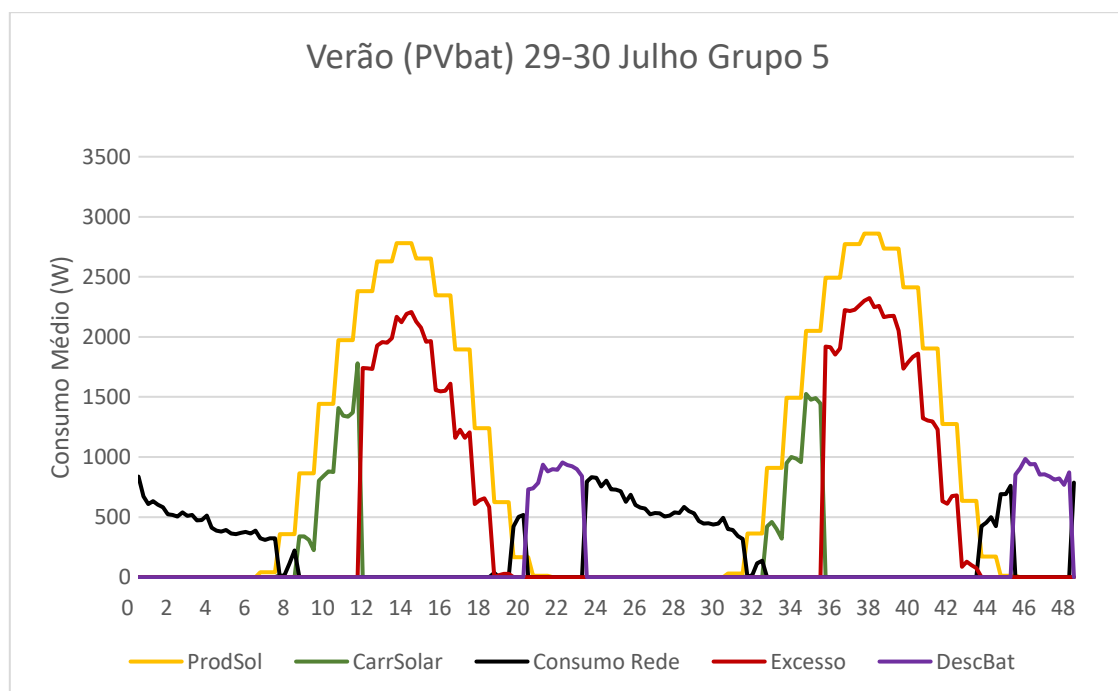


Figura 4.11- Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 5 em dias típicos de Verão.

Para o cenário PV, é observável que existem períodos consideráveis de tempo em que o perfil de consumo se rege apenas pela produção PV, aparentemente entre as 10 e as 18 horas. Existe também uma grande quantidade de energia solar em excesso para estes dias. Essa quantidade de energia devolvida à rede é algumas vezes superior ao próprio autoconsumo e embora pareça exagerado, este é o dimensionamento que confere o menor tempo de retorno do investimento para o projeto devido à poupança que este sobredimensionamento é capaz de gerar em dias de Inverno com pouca exposição solar, como foi observável na Figura 4.9.

Quanto ao cenário PVbat a primeira coisa a destacar é que a descarga das baterias é feita diariamente durante 3 horas face às 2 horas diárias do período de inverno. Uma parte significativa do excesso é agora direcionada para recarregar as baterias. Ainda assim, esse excesso é suficiente para carregar completamente as baterias e ainda devolver uma quantidade energia considerável à rede. Embora uma quantidade exagerada de excedente, este dimensionamento garante que o sistema de baterias esteja quase sempre carregado completamente apenas através do excesso de energia solar, mesmo em dias de reduzida exposição solar. Pode também observar-se que não existe a necessidade de carregar as baterias com energia da rede, sendo isso apenas uma necessidade nas estações do ano com menor radiação solar, onde a produção PV é menor.

### 4.2.3. Modelo PVbat – Caracterização Anual

Numa perspetiva mais geral, a Figura 4.12 apresenta como se dividem as várias parcelas que contribuem para a manutenção do fornecimento de energia ao longo do ano para o grupo 5 - o consumo da rede, a descarga das baterias e o autoconsumo PV - por hora do dia.

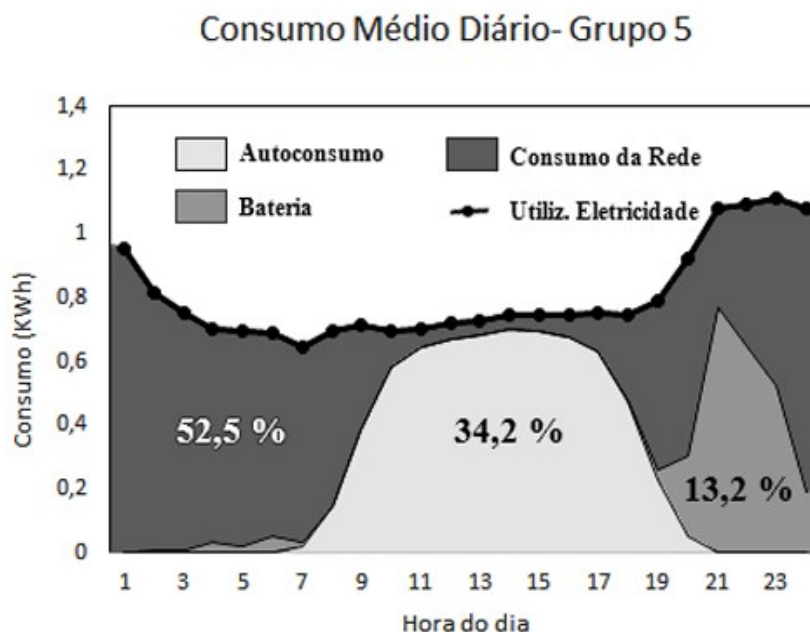


Figura 4.12 - Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo do grupo 5 ao longo de todo o ano.

O consumo anual do grupo 5, que no cenário de referência utiliza uma quantidade de energia anual de 6980 kWh, aumenta para 7028 kWh devido ao carregamento das baterias através da rede. Destes 7028 kWh, 52,5% representam a energia consumida da rede que continua a ser a maior parcela das três. A parcela de energia retirada da rede para carregar as baterias representa 48 kWh (0,7% do consumo total da rede). Por ser uma parcela muito pequena, não foi possível representá-la na Figura 4.12. O autoconsumo representa uma parcela de 34,2% (2410 kWh) e as baterias

13,2% (931 kWh). A descarga das baterias incide com maior ocorrência entre as 20 e as 23 horas, que como foi identificado na Figura 3.4 são as horas de maior preço de mercado e também onde existe uma maior intensidade de consumo como observável na Figura 3.3. Há ainda a destacar que na Figura 4.12 é evidenciada a descarga da bateria em algumas horas de madrugada – entre as 3 e as 7 da manhã – e isto deve-se ao facto de essas mesmas horas serem horas em que, para o dia em que tal ocorre, o preço no mercado energético ser elevado – embora seja um acontecimento pouco comum. Este acontecimento pode não ser benéfico para algumas tarifas dependendo da forma como são desenhadas: por exemplo, para a tarifa bi-horária não haverá poupanças consideráveis e o mesmo será para as tarifas CPP ou CPR caso esta não seja uma das 400 horas críticas. No entanto, para tarifas como a RTP poderá haver benefícios. Para a tarifa simples não haverá muita diferença entre a descarga a esta ou outra hora. O destaque deste pequeno facto apenas mostra o quão complexo o *design* de uma tarifa energética ou até um sistema de gestão de consumo se pode tornar.

Em anexo (Figuras A.12 e A.14) apresentam-se os mesmos resultados para os cenários PVbat dos grupos 1 e 0 onde não se denotam grandes diferenças para além de um ligeiro aumento na quantidade de energia da rede utilizada para carregar as baterias.

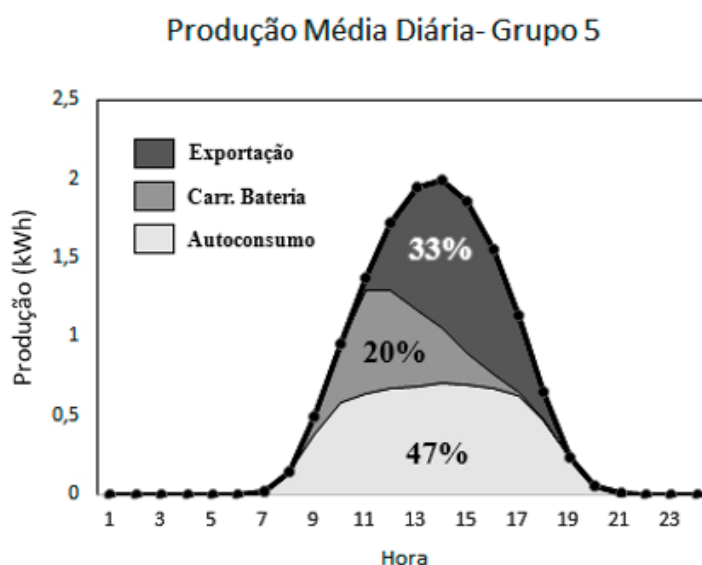


Figura 4.13 - Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 5.

Relativamente à produção, os painéis dimensionados em  $17\text{ m}^2$  para o grupo 5 (cenário PVbat) produzem um total anual de 5154 kWh dos quais 47% (2410 kWh) são utilizados para autoconsumo do utilizador, 20% (1051 kWh) é utilizado para carregar as baterias e, finalmente, 33% (1692 kWh) são entregues à rede na forma de excedente. É de notar que para a descarga das baterias o total descarregado foi de 931 kWh pois existem perdas relativas à eficiência de carregamento e descarregamento das baterias. No entanto, este elevado valor revela mais uma vez a grande dependência do carregamento das baterias em energia solar. Para os grupos 1 e 0, as figuras A.13 e A.15 mostram que a percentagem do excedente não é tão significativa como para o grupo 5.

Estes resultados clarificam a perceção sobre a divisão horária das várias parcelas que ao longo de um dia contribuem para o todo: tanto na produção como no consumo. Para além disso, este tipo de dados ajuda a ter alguma validação quanto aos resultados obtidos, sendo que estudos do género obtiveram resultados próximos aos aqui apresentados. [41]

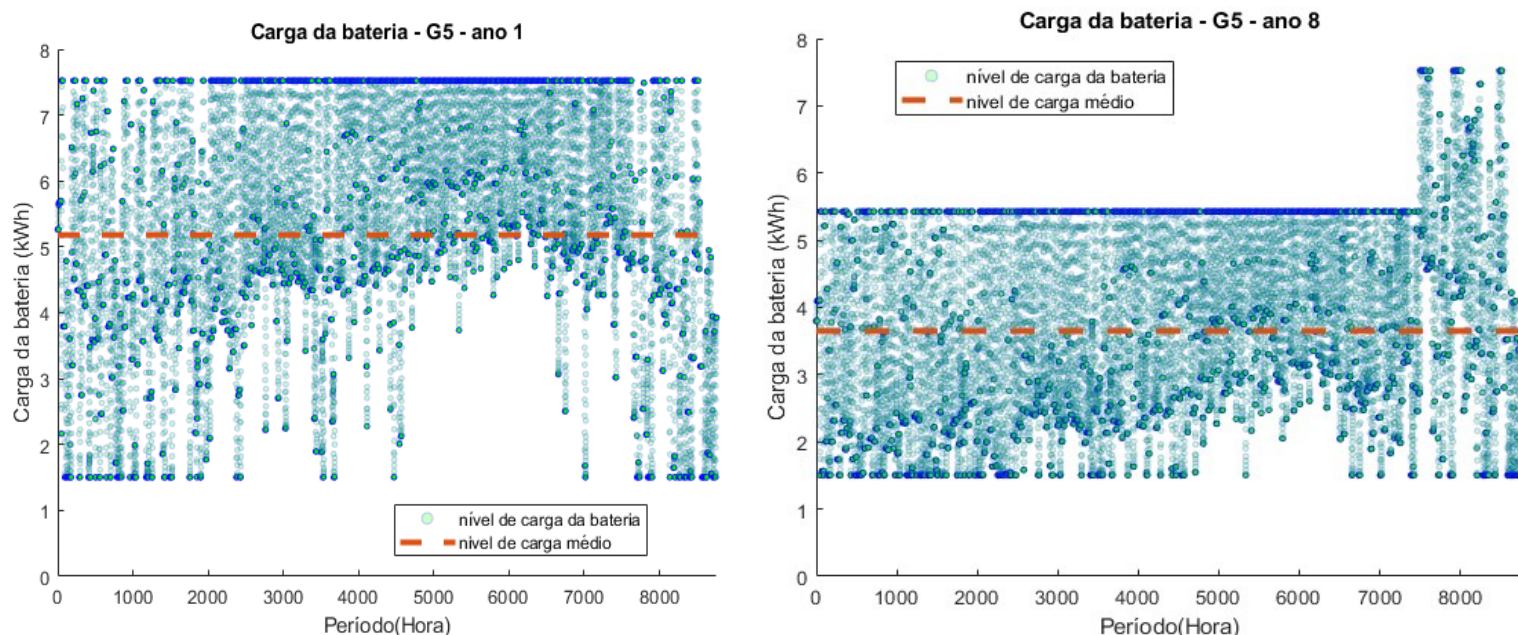


Figura 4.14 - Variação do nível da bateria ao longo do ano, para o ano 1 e ano 8.

Uma outra análise a ser feita ao modelo gerado está nas variações de carga da bateria ao longo de um ano. Para o ano 1, por exemplo, é visível que o nível da bateria varia constantemente ao longo de cada dia e que o nível mínimo da bateria respeita o limite estabelecido de 20% da sua carga máxima. Estas figuras para além de evidenciarem o funcionamento esperado da simulação, evidenciam também o impacto que o passar dos anos tem no funcionamento do sistema. No ano 8, a carga da bateria máxima é menor devido ao desgaste da mesma. Para além disso, próximo do final do ano o sistema é repostado por um sistema novo – mais uma vez evidenciando o bom funcionamento da simulação, sendo que o sistema requer a substituição das baterias aproximadamente de 8 em 8 anos, observável nas Figuras A.23, A.25 e A.27, em Anexo.

Serão agora analisadas os custos e as poupanças do sistema aqui apresentado.

#### 4.2.4. Custos Anuais PV-PVbat

Nos resultados apresentados nas Figuras 4.15 a 4.17 pode verificar-se que os cenários PV e PV com baterias mostram reduções muito mais significativas e visíveis do que nos cenários de GCC pois as reduções de consumo são também mais significativas.

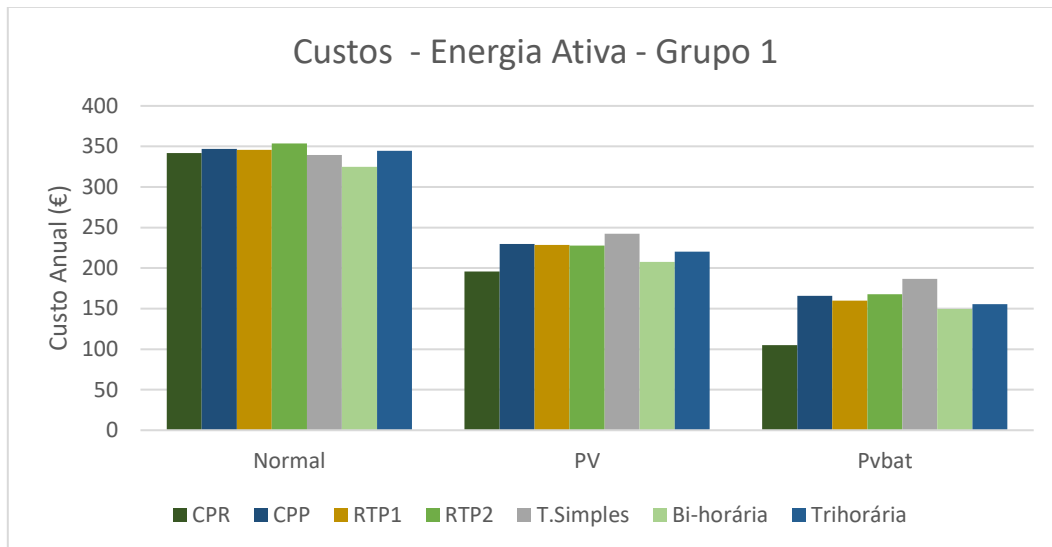


Figura 4.15- Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 1 para o Ano 1.

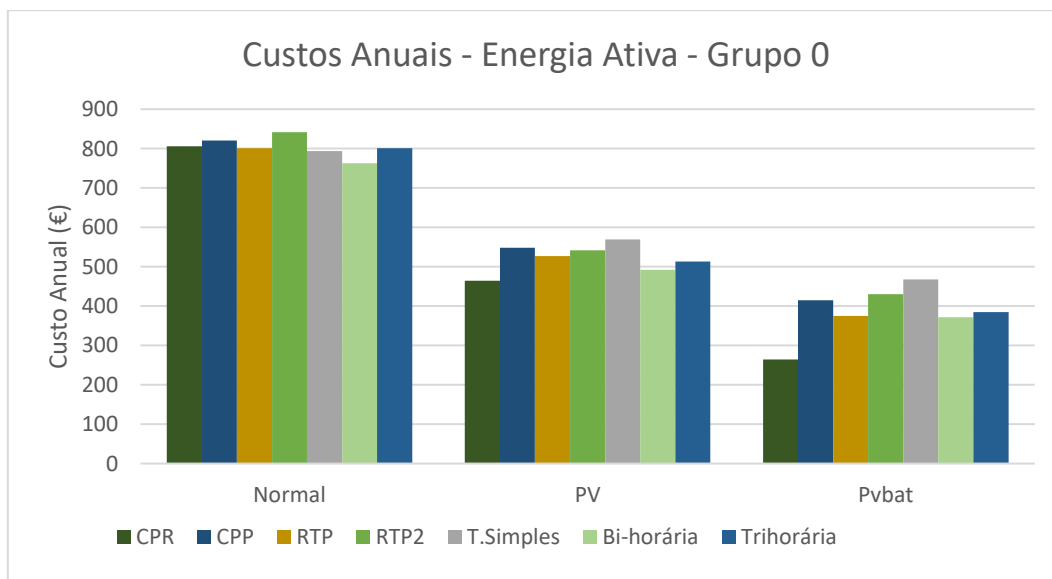


Figura 4.16 - Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 0 para o Ano 1.

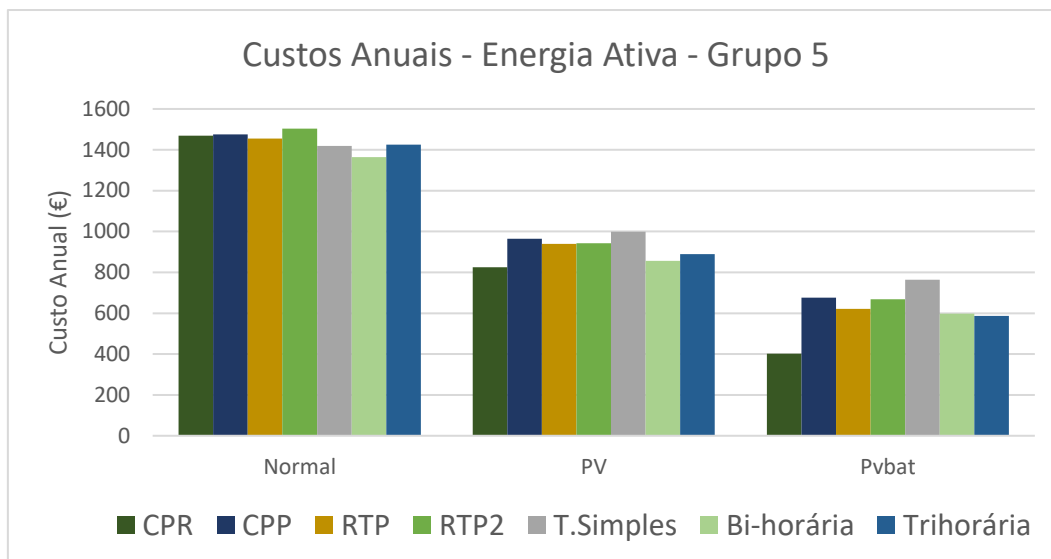


Figura 4.17- Comparação dos custos anuais para os cenários de referência, PV e PVbat do Grupo 5 para o Ano 1.

Para os cenários PV e PVbat a tarifa Simples é aquela que proporciona a despesa anual mais elevada para todos os perfis. A tarifa CPR é a tarifa que se destaca como a que confere o menor custo anual. Há ainda a referir que a tarifa CPR é a que apresenta as variações de custos mais interessantes e que mais refletem a ideia de uma tarifa dinâmica no âmbito da SG, sendo que no cenário normal esta é das tarifas que apresenta o maior custo mas ao avançarmos para a tarifa PV, o custo consegue equilibrar-se com o custo das restantes tarifas. Para finalizar, no cenário Pvbát, onde as condições estão otimizadas para beneficiar o bom funcionamento da rede elétrica, o utilizador já paga substancialmente menos comparado com as restantes tarifas.

Ainda assim, as poupanças continuam a ser calculadas através da diferença entre o cenário de referência com o cenário em questão e o facto das tarifas CPP, RTP2, RTP1 e CPR cobrarem um valor superior à situação de referência é um indicador que poderá fazer com que estas tarifas dinâmicas sejam compensatórias em termos de poupança face às estáticas.

#### 4.2.5. Poupanças Anuais PV-PVbat

As Figuras 4.18 e 4.19 mostram as poupanças anuais obtidas através das simulações realizadas para cada perfil e tarifa imposta comparadas ao consumo de referência. Para o cenário PV, os valores das poupanças para o grupo 1 variam entre os 120€ e os 195€. No grupo 0, estes valores variam entre os 350€ e os 400€ e para o grupo 5 a variação vai desde os 450€ até aos cerca de 700€.

Para o cenário PVbat, as poupanças podem variar entre os 165€ até aos 230€ para o grupo 1. Para o grupo 0 as poupanças variam entre os 315€ e os 540€ e para o grupo 5 vão desde os 650€ até aos quase 1080€.

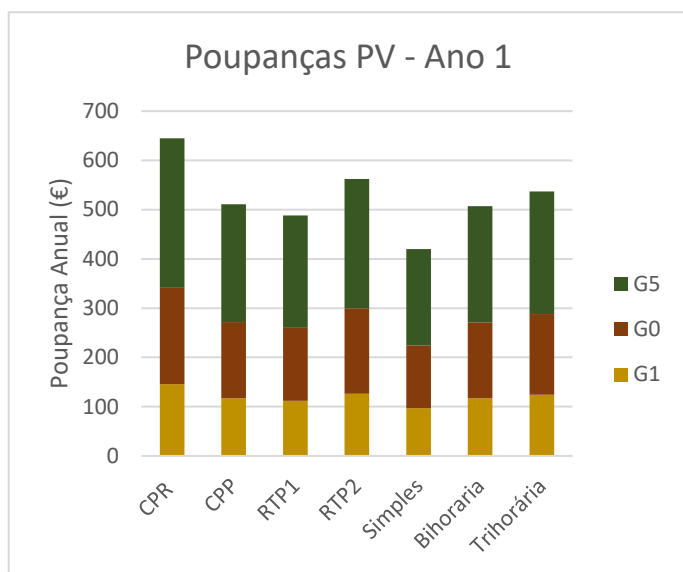


Figura 4.18 - Poupanças Anuais do primeiro ano para os cenários PV para os vários Grupos.

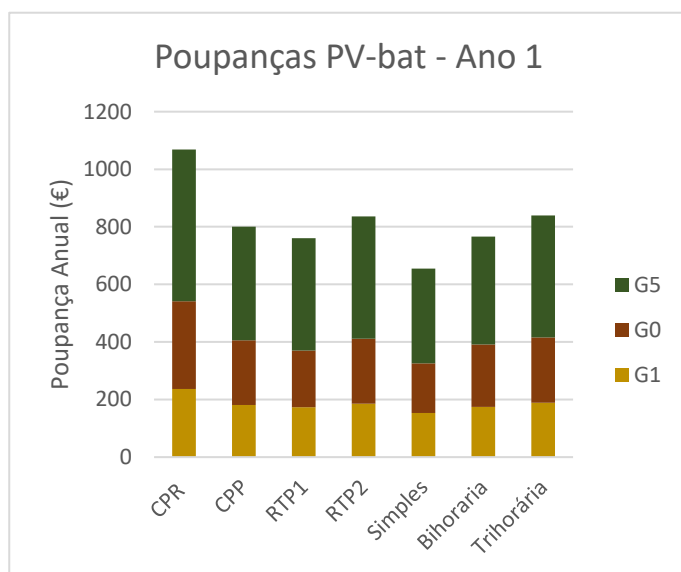


Figura 4.19 - Poupanças Anuais do primeiro ano para os cenários PVbat para os vários Grupos

Para o cenário PV, pode-se notar que já não existe a discrepância entre a tarifa CPP e as tarifas estáticas que havia no cenário da gestão de consumo comportamental. Isto deve-se ao facto de a tarifa CPP aplicar preços muito elevados nas horas de maior tráfego na rede elétrica, mas ter preços mais baixos nas restantes horas. Como neste cenário apenas estamos a lidar com produção fotovoltaica que é consumida na hora, e devido também ao facto de as horas de produção serem pouco coincidentes com as horas de maior congestão de rede, neste caso as poupanças obtidas na tarifa CPP foram mais baixas, semelhantes às poupanças das tarifas bi-horária e RTP1. É importante salientar que a tarifa CPP tem como base uma tarifa bi-horária com preços próximos à tarifa bi-horária real, pelo que a semelhança seria de esperar. A tarifa CPR continua a liderar as poupanças neste cenário. Isto deve-se provavelmente ao facto de algumas horas de produção coincidirem com as horas de maior congestão da rede, e quando isso acontece a tarifa CPR é uma tarifa que premeia excessivamente esse tipo de suporte à rede elétrica. Mesmo que com a tarifa CPP também haja alguma premiação nessas horas específicas, esses ganhos são contrabalançados pelos preços mais baixos nas restantes horas através das regras definidas para o desenho da tarifa.

As poupanças dos consumidores G0 e G1 entre as várias tarifas embora apresentem algumas diferenças entre as tarifas estáticas e dinâmicas em termos de valor essas diferenças acabam por ser pequenas. Por exemplo, as poupanças do grupo G1 no cenário PVbat para a tarifa simples foram 153€ enquanto para a tarifa CPR a poupança foi de 237€, uma diferença de 84 €. A mesma diferença para o grupo 5 foi de 400€, um valor mais expressivo em termos de poupança anual e possível motivação para recorrer às tarifas dinâmicas.

A tarifa RTP2 parece apresentar resultados mais satisfatórios do que a tarifa RTP1 para o cenário PV e PVbat. As poupanças da tarifa RTP2 diferenciam-se das poupanças das tarifas RTP1, CPP e Bi-horária cujos valores são bastante próximos, estabelecendo-se como a segunda tarifa que confere mais poupanças ao consumidor. A tarifa tri-horária também surpreende com as suas poupanças nos cenários PV e PVbat pois embora seja uma tarifa considerada estática é das que confere maiores poupanças nestes cenários. De relembrar que no caso da gestão de consumo comportamental, a mesma tarifa apresentou poupanças muito pouco significativas.

Comparando os gráficos apresentados com os gráficos das poupanças da gestão de consumo comportamental é observável que a diferença de poupanças entre a tarifa CPR e as restantes não é tão expressiva, no entanto continua a ser a tarifa com poupanças mais satisfatórias. Para mais, a “distância” em termos de poupanças a que a tarifa CPR está das restantes é maior no cenário PVbat do que no cenário PV, ou seja, as suas poupanças são mais expressivas no cenário PVbat.

Pode-se dizer que neste caso, e comparando com os resultados da gestão de consumo comportamental, a tarifa RTP2 e tri-horária surpreendem enquanto a tarifa CPP desilude. A tarifa CPP já não se destaca da mesma forma. As tarifas RTP2 e tri-horária surpreendem pois conseguem estar ligeiramente mais afastadas em termos de valores às restantes tarifas. Em termos percentuais a diferença que a tarifa RTP1 e CPP têm com as tarifas convencionais simples e bi-horária continua a ser pouco satisfatória.

#### 4.2.6. Análise Económica

A Tabela 4.4 apresenta os valores dos investimentos iniciais para cada cenário. Destaca-se a grande diferença que existe nos custos entre os cenários PV e PVbat. Para os grupos 0 e 5, os custos do sistema PVbat são três vezes superiores (aproximadamente) aos custos do PV. Em relação ao grupo 1, essa diferença é ainda maior, apresentando um custo quase 4 vezes superior.

*Tabela 4.4 - Valores dos investimentos monetários iniciais para os cenários PV e PVbat.*

Investimento Inicial	PV	PVbat
G1	705 €	2 716 €
G0	1 591 €	4 556 €
G5	2 873 €	9 059 €



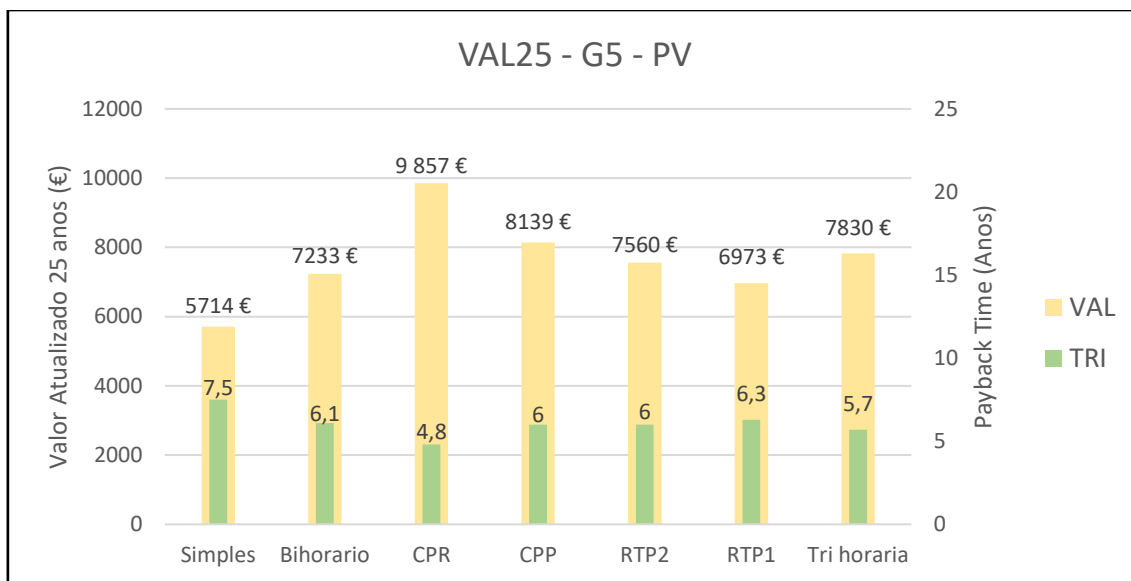


Figura 4.20 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 5.

Na figura 4.20 apresenta-se os ganhos dos projetos PV dimensionados para 25 anos de duração, para o Grupo 5. É possível aferir que todos os projetos conferem ganhos consideráveis entre os 5714 € (para a tarifa simples) até aos 9857€ - tarifa CPR. Esta é uma diferença bastante significativa entre as várias tarifas, evidenciando o potencial de uma tarifa dinâmica face a uma tarifa convencional.

Todos os projetos, para este e os restantes grupos (em Anexo) apresentam um VAL positivo, pelo que há benefícios em investir em projetos PV. Em termos de TRI, o mesmo varia entre os 4 anos e 10 meses e os 7 anos e meio.

A tarifa CPR é aquela que apresenta um maior VAL e menor TRI, pelo que pode ser considerada como a melhor tarifa a ser aplicada para este tipo de consumidores. Todas as tarifas apresentam poupanças satisfatórias ao longo da duração do projeto, e os TRI tendem a rondar os 6 anos.

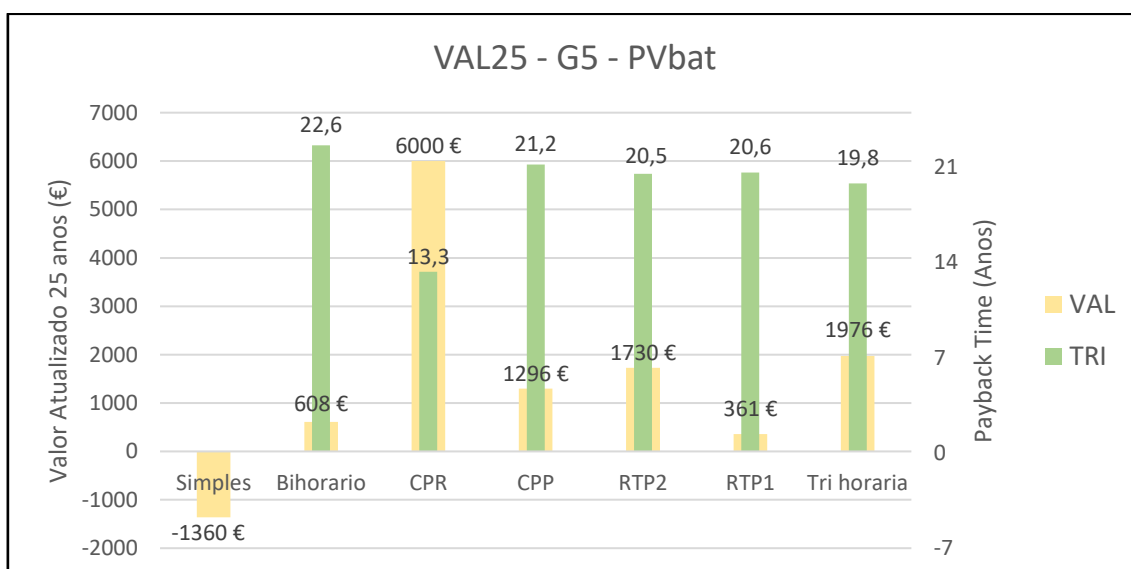


Figura 4.21 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 5.

Para o cenário PVbat, a situação é um pouco diferente e os resultados não são tão satisfatórios como nos cenários PV. Devido ao elevado investimento necessário, em grande parte devido ao elevado preço das baterias, o valor atualizado destes projetos acaba por apresentar valores inferiores ao cenário PV. A única tarifa que se apresenta como satisfatória é a tarifa CPR, que confere um retorno do Investimento depois de 13,3 anos e um VAL de 6000 €. As restantes tarifas demonstram ganhos bastante insatisfatórios assim como TRI iguais ou superiores a 20 anos, demasiado tempo para este tipo de sistemas.

A tarifa simples é a única incapaz de atingir um VAL positivo para este grupo. Estes resultados espelham os resultados obtidos na Figura 4.19, onde seguido da tarifa simples os resultados menos satisfatórios são da tarifa RTP1 seguida da tarifa Bihorária. Para o Grupo 1, apenas a tarifa CPR confere um VAL positivo e para o Grupo 0 os TRI obtidos são ligeiramente superiores mas apenas a tarifa simples e RTP1 apresentam VAL negativos (Figuras A.29 e A.31).

De uma outra perspetiva temos que o investimento para o sistema PV é muito inferior ao investimento para o sistema PVbat. Para o grupo 5, a diferença entre os dois valores de investimento chega a atingir 6000 €. Para a tarifa CPR, por exemplo, o cenário PV gera cerca de 12.700 € de poupanças ao longo dos 25 anos. Para a mesma tarifa, o cenário PVbat consegue atingir 15.000 € de poupanças. É uma diferença pequena face à diferença de quase 9 anos entre os TRI de ambos os cenários para a tarifa CPR e deve-se sobretudo à compra recorrente de novos sistemas de baterias ao longo da duração do projeto.

Deve-se ainda destacar que, em Anexo, nas Figuras A.22 a A.27, é apresentado a evolução, ano a ano, dos VAL para os cenários PV e PVbat dos três grupos ao longo dos 25 anos de duração do projeto.

### 4.3. Poupanças do Comercializador

Nesta secção são analisadas as poupanças obtidas pela entidade responsável pelo fornecimento e venda de eletricidade ao consumidor final para o caso em que um dos seus clientes reduz o seu consumo em horas específicas ao longo do ano.

*Tabela 4.5 - Alteração nas receitas da comercializadora de eletricidade consoante os cenários de gestão de consumo.*

Redução do Consumo	5%	15%	35%	PV	PVbat
Poupança p/ Comercializadora	0,18 €	0,56€	1,45€	-11,07 €	-11,42 €

Depois de calculadas as poupanças com a fórmula atribuída, chegou-se à conclusão que existem de facto poupanças para a entidade comercializadora caso o utilizador realize mudanças comportamentais nas horas definidas. Mas, para os cenários PV e PVbat existem perdas monetárias consideráveis.

Para os cenários comportamentais as poupanças têm um valor muito baixo que vão desde os 20 cêntimos por consumidor até aos cerca de 1,45 euros dependendo do cenário de redução do consumo. Em termos de percentagem, estes valores podem representar um aumento das receitas entre 0,5% e 4%, respetivamente - no que toca às receitas relativas à energia ativa consumida para consumidores de tarifa simples. Estes valores permitem concluir que este tipo de ações podem beneficiar uma empresa comercializadora de energia, no entanto os ganhos obtidos face ao investimento necessário para motivar o consumidor a realizar estas mudanças (por ex.: realizar campanhas de sensibilização) poderão muitas das vezes não compensar e depender muito da

escala da entidade responsável. Por exemplo, para uma distribuidora de pequena escala como será o futuro caso da Coopérnico – com cerca de 400 clientes – mesmo que todos os clientes participem nestas ações, estima-se que os ganhos anuais obtidos para a empresa estariam entre 70€ e 600 €.

No entanto, caso se aumente a escala da entidade para um maior número de clientes, por exemplo 50.000 clientes, e assumindo que 5% deles participassem nestas ações, os ganhos para a distribuidora poderiam rondar entre os 450 € e os 3600 € de poupanças anuais. Continua a ser um valor pouco representativo, mas já representa um valor mais palpável para por exemplo, implementar campanhas de sensibilização ou outro tipo de ações.

Considerando o número total de consumidores residenciais em Portugal, cerca de 5.600.000 clientes, o volume de poupanças obtidas já poderia ser muito mais considerável. Imaginando que apenas 5% de todos os consumidores participassem, as poupanças poderiam rondar entre os 50.000 € e os 406.000€ anuais. Apenas de uma forma imaginária e representativa, caso se assumisse uma participação de 100% dos clientes residenciais para os cenários impostos, as poupanças poderiam atingir entre 1.175.000€ e os 10.192.000 €. Estes valores já são muito mais apelativos e poderão representar o potencial escondido que a realização da gestão de consumo pode ter a nível nacional. Mesmo que os valores sejam bastante satisfatórios, há um senão para este cenário de grande escala.

O senão da aplicação destes cenários e modelos para a escala nacional é que os próprios preços do mercado se regem pelos padrões de consumo dos consumidores. Caso esses padrões se alterassem- por exemplo, devido à participação em massa da população em medidas de gestão de consumo- seria provável que os preços do mercado variassem também, levando a variações possivelmente drásticas destes resultados que não se testaram neste modelo. Esta última análise e a aplicação do nosso modelo de poupanças para o comercializador numa escala nacional é pouco verosímil mas por outro lado dá uma boa ideia do potencial que a gestão de consumo pode ter quando elevada a uma grande escala. Para comercializadoras de pequena ou até média escala, as ações de gestão de consumo poderão não compensar o investimento no que toca à sensibilização dos consumidores.

Quanto aos cenários PV e PVbat, apresentam-se perdas de elevado valor que equivalem a uma perda de receitas em energia ativa à volta de 30% das receitas anuais comparando ao cenário de referência.

Há a destacar que ambos os cenários apresentam uma diminuição de receitas semelhantes mesmo que o cenário PVbat apresente uma redução de consumo da rede consideravelmente maior do que o cenário PV. O cenário PV apresenta um autoconsumo anual de 1107 kWh enquanto que o cenário PVbat, combinando o autoconsumo com o consumo das baterias, apresenta um recurso energético anual de 1725 kWh, cerca de 50% mais do que o cenário PV. Isto demonstra que o cenário PV apresenta uma perda de receitas por kWh reduzido superior ao cenário PVbat.

Caso se instalassem, para o Grupo 0, apenas o sistema de baterias sem qualquer recurso aos painéis fotovoltaicos, os ganhos em receitas anuais para a comercializadora seriam de cerca de 12 € por consumidor. No entanto este cenário seria irrealista pois um sistema de baterias sem recurso a energia fotovoltaica não geraria qualquer retorno de investimento para o consumidor, nas condições atuais do mercado das baterias e da eletricidade.

## 5. Discussão dos Resultados

### 5.1. Comparação dos Cenários e Tarifas Dinâmicas

A aplicação de tarifas dinâmicas conduziu a resultados, no geral, satisfatórios, que se traduziram em poupanças para os consumidores que adaptam o seu consumo às necessidades da rede elétrica. Para os cenários de GCC, as tarifas dinâmicas distanciaram-se das tarifas estáticas atualmente aplicadas no mercado. Para os cenários PV e PVbat, embora a tarifa simples tenha sido a que apresentou poupanças menos satisfatórias, a tarifa bi-horária, e especialmente a tarifa tri-horária apresentaram resultados semelhantes a algumas das tarifas dinâmicas desenhadas nesta dissertação.

Para o cenário GCC um dos focos iniciais era estudar a viabilidade económica da obtenção de um *smart meter* por parte do consumidor para que fosse possível a aplicação das tarifas dinâmicas. Embora os *smart meters* já estejam a ser distribuídos a nível nacional, interessa saber se as poupanças obtidas através do comportamento do consumidor possibilitariam a obtenção deste equipamento. Para as tarifas dinâmicas em estudo, especialmente a tarifa CPR, mostrou-se que seria possível em apenas um ano (para o grupo 5) ou cerca de três anos (para o grupo 1), pagar este equipamento através das poupanças obtidas. As restantes tarifas dinâmicas, à exceção da tarifa RTP1, também viabilizariam a aquisição do equipamento embora num prazo superior. Por outro lado, recorrendo a tarifas estáticas o tempo de retorno do investimento seria muito longo – para além de que um *smart meter* não seria estritamente necessário.

Comparados com o cenário de GCC, os cenários PV e PVbat apresentam poupanças monetárias muito mais relevantes. Mesmo que a diferença de poupanças entre uma tarifa estática e dinâmica não seja tão relevante (em termos estatísticos) como nos cenários GCC, em termos absolutos essa diferença pode refletir-se em poupanças monetárias superiores. No geral, todos os cenários poderão conduzir a soluções em que é benéfica uma mudança para uma tarifa dinâmica, sobretudo a tarifa CPR que em todos os cenários apresenta poupanças significativas.

Para os cenários PV e PVbat há a destacar a presença da tarifa tri-horária como uma das tarifas que conferem maiores poupanças, apresentando-se como uma das três melhores tarifas para estes cenários juntamente com a tarifa RTP2 e CPR. Este facto levanta algumas questões sobre o design ótimo das tarifas dinâmicas desta dissertação e também mostra como a existência da tarifa tri-horária já é um forte incentivo para algumas formas de realização de gestão de consumo - embora seja a tarifa menos usada no setor residencial. O objetivo das tarifas dinâmicas é incentivar os utilizadores a mudar os seus padrões de consumo, mas esse também é o objetivo das tarifas *ToU* atualmente disponíveis como a bi-horária e a tri-horária. As questões que se levantam relacionam-se com o facto de como se deve diferenciar uma tarifa dinâmica de uma estática, como torná-la mais apelativa em relação às outras? Como fazer com que o consumidor adira a estas tarifas, sendo que na existência da tri-horária a mesma é raramente usada?

Com a tarifa, motivação e tecnologia certa, a resposta pode estar na gestão de consumo comportamental devido à grande diferenciação de poupanças entre tarifas dinâmicas e estáticas. A resposta também pode estar na instalação de sistemas PV e PVbat, onde mesmo que a diferença percentual de poupanças entre uma tarifa dinâmica e estática seja pouca essa mesma diferença poderá ser suficiente para convencer o consumidor.

Embora os resultados das tarifas dinâmicas sejam promissores, a implementação destas tarifas não será fácil por diversos motivos. Um desses motivos é que no cenário de referência apresentado – aquele em que não se realizam quaisquer medidas de redução ou alteração dos consumos – as tarifas dinâmicas tendem a gerar maiores custos anuais do que as tarifas convencionais (Figuras 4.2-4.5 e 4.15-4.17). Para mais, a complexidade envolvida no design, na implementação e compreensão das tarifas dinâmicas é muito superior comparado a uma tarifa estática.

A tarifa CPR levou às poupanças de valor mais elevado para todos os cenários, mas este tipo de tarifa poderá ser das mais difíceis de implementar. Primeiro, porque foi das tarifas com maior custo anual para o cenário de referência. Segundo, pelas dificuldades referidas na secção 2.1.2.3 em estabelecer os patamares de consumo. Terceiro, o fundamento por detrás desta tarifa, o de pagar ao consumidor por ter reduzido o seu consumo a certas horas, é um fundamento apenas testado experimentalmente (Austrália) [27] e cujos pagamentos/descontos efetuados aos consumidores tiveram origem em fundos externos em nada relacionados com os lucros e receitas da comercializadora para com essa mesma tarifa. O conceito adaptado nesta dissertação implica que o aumento de custo da eletricidade para os consumidores com comportamentos mais desajustados e os ganhos advindos desse aumento possa contribuir para pagar a compensação feita aos consumidores com comportamentos adequados. Esta maneira seria uma forma de fazer com que a tarifa CPR se tornasse viável economicamente considerando que não existiriam influências de dinheiro externo à comercializadora.

Surge então o último problema da tarifa CPR e com o conceito aqui apresentado. Pelo *design* desta tarifa observou-se que, por cada kWh reduzido face à referência numa hora crítica, o utilizador seria premiado com 1€ de desconto. Viu-se também que, nessas horas críticas, o preço para os utilizadores que não alteram os seus padrões de consumo aumenta em cerca de 15 cêntimos por kWh face aos valores normais. O problema é que se a adesão ao bom comportamento e redução do consumo for demasiado grande – por exemplo, se a quantidade de kWh reduzidos pelos consumidores for maior do que um sexto do consumo dos utilizadores que se mantiveram acima da linha de base – então a quantia necessária a pagar aos consumidores pelo seu bom comportamento não seria compensada pelo aumento de custo aos restantes consumidores, inviabilizando economicamente a implementação da tarifa CPR e gerando perdas à comercializadora. Mesmo mostrando-se difícil de implementar, as poupanças para o consumidor demonstradas por esta tarifa foram bastante significativas em relação às restantes, pelo que um futuro promissor para este tipo de tarifa e conceito não está fora de questão.

A tarifa CPP também apresenta alguns problemas de aceitação devido à aplicação de preços muito elevados ao consumo de energia. Este fator, aliado ao facto de a tarifa CPP ter apresentado resultados satisfatórios para o cenário GCC mas medíocres para os cenários PV/PVbat – estando estes últimos bastante próximos da tarifa bi-horária - levam a crer que talvez seja a tarifa RTP2 a mais favorável a ser implementada em grande escala.

Quanto à tarifa RTP, primeiramente a formulação da tarifa RTP1 mostrou-se insatisfatória devido à pouca variabilidade que apresentava, fazendo com que a gama de preços diária estivesse muito próxima de uma tarifa bi-horária. Foi então criada a tarifa RTP2 que apresentava uma maior variabilidade de preços diários e levou a resultados mais satisfatórios, relevando a importância da variabilidade na geração de poupanças perante as alterações de consumo estudadas. Mesmo assim, a variabilidade apresentada por esta tarifa poderá não ser ótima, sendo que foi uma tarifa criada arbitrariamente em que os fatores numéricos de variabilidade foram alterados até que se obtivesse uma média que correspondesse aos padrões estabelecidos para o *design* das tarifas.

A tarifa RTP2 apresenta níveis elevadíssimos de preços de energia podendo chegar aos 0,90€/kWh num dia de Inverno. No entanto estes preços altos são esporádicos ao contrário da tarifa CPP ou CPR. É possível que, devido à menor frequência de preços muito altos na tarifa RTP2, que esta possa ter uma melhor aceitação do que as restantes tarifas. Para além disso, embora o preço seja muito alto em certas alturas do ano, também há alturas em que o preço é muito baixo, podendo mesmo atingir 0,03 €/kWh, algo que as restantes tarifas não possuem e que pode contrabalançar os problemas de aceitação relativos aos preços altos e esporádicos apresentados.

O facto da tarifa RTP apresentar variações horárias de preço pode ser visto como um conceito inovador na maneira de como a eletricidade é monetizada. Embora este novo conceito possa ser aliciante para os consumidores mais curiosos e conscientes quanto ao seu consumo, a integração de uma tarifa tão distinta às tarifas convencionais e com um nível de complexidade superior poderá ser um grande problema no que toca à adesão das massas. A complexidade e possivelmente o esforço necessário para acompanhar este tipo de tarifas diariamente, aliada à já referida formulação complexa necessária para ter uma tarifa RTP desenhada de forma ótima são os principais obstáculos para a implementação desta tarifa.

Numa nota adicional, a tarifa RTP mostra-se como a tarifa mais propícia de ser aceite e implementada de uma forma sustentável e com possibilidade de ter mais impacto no funcionamento da rede elétrica pois é uma tarifa que tem possibilidades de ser viável e de gerar poupanças satisfatórias nos vários cenários. É, no entanto, necessário que esta tenha um design que permita recompensar devidamente os consumidores que colaboram e que incentivem de uma forma saudável os restantes consumidores a fazê-lo também. Uma sugestão do desenho desta tarifa seria implementar equações sazonais (ou até com maior sensibilidade temporal) ao invés de usar a mesma fórmula para todo o ano. Isto, pois, na tarifa desenhada, os preços no Inverno eram demasiado altos e no Verão demasiado baixos como observado na Figura 3.2. Mais uma vez, o design ótimo é essencial para o sucesso desta, senão de todas, as tarifas. A utilização de algoritmos complexos e até inteligência artificial pode ser outra boa maneira de definir a tarifa ótima.

A última ideia a ser apresentada sobre as tarifas dinâmicas é que, da mesma forma que a tarifa CPR desenhada teve uma vertente CPP, nessa mesma tarifa poderia ser integrada uma componente de RTP. Ou seja, a tarifa ideal poderá não ser especificamente um destes três tipos de tarifas, mas talvez uma tarifa que integra as três numa só tarifa. Uma tarifa que tenha preços horários como a tarifa RTP mas que em horas críticas premeia os consumidores que reduzem o seu consumo através de uma vertente CPR e que aos restantes aplica preços elevados numa vertente CPP. Neste caso, as poupanças geradas poderiam ser superiores às da tarifa CPR aqui desenhada.

## **5.2. Considerações finais dos cenários PV-PVbat**

O dimensionamento dos sistemas PV e PVbat através do algoritmo desenhado mostrou uma elevada componente de exportação de energia mesmo que a mesma não fosse monetizada. Como resultado, a quantidade de energia retirada da rede para carregar as baterias mostrou ser mínima relevando a dependência quase integral do carregamento das baterias em energia solar. Este resultado evidencia a codependência e benefícios que os sistemas de baterias têm com os sistemas solares fotovoltaicos.

Ainda acerca dos dimensionamentos efetuados, a escolha das dimensões que conferem o menor TRI tem alguns aspetos a destacar. Isto pois, como observável nas figuras A.16 a A.21, em Anexo, valores de área próximos aos escolhidos apresentam TRIs muito próximos. Ou seja, a escolha de

áreas ligeiramente superiores poderiam levar a um VAL superior, mantendo o TRI praticamente inalterável, o que poderia ter sido uma situação preferível mesmo que a diferença fosse pouca.

As análises temporais e económicas de ambos os sistemas mostrou que para um projeto a 25 anos um sistema PV acaba por ser mais vantajoso do que um sistema PVbat, sendo necessário um menor investimento inicial e sendo também possível obter um valor atualizado líquido superior. Esta tendência foi observada para todas as tarifas e perfis analisados.

No entanto, há outro ponto de vista a ser analisado. Primeiro, para todos os perfis e tarifas o cenário PVbat gerou sempre maiores poupanças do que o cenário PV, tanto anualmente como ao longo dos 25 anos - o que era de esperar sendo que o primeiro é um complemento do segundo. A discrepância dos valores atualizados deve-se simplesmente ao facto de o investimento inicial e custos de manutenção para o sistema de baterias ser muito superior.

Segundo, como foi referido na formulação do modelo e nas variações temporais, tanto o consumo do utilizador como os próprios preços de energia estão progressivamente a aumentar. Terceiro e por outro lado, o preço das baterias está a descer de ano para ano. Combinando os três fatores mencionados tem-se que com o passar do tempo a diferença anual de poupanças entre os cenários PV e PVbat será, em termos absolutos, cada vez maior e também, quanto mais tarde o investimento no sistema de baterias for realizado, inevitavelmente maior será o valor atualizado desse mesmo projeto, para 25 anos. A conclusão retirada dos argumentos aqui apresentados é que embora um investimento num sistema PV, nos dias de hoje, seja bastante mais compensatório, haverá um ponto no tempo que o preço das baterias será tão baixo ao ponto de fazer com que um investimento nesse sistema faça com que o valor atualizado para os 25 anos ultrapasse o valor atualizado dos sistemas PV. Consequentemente e claro, se a tendência dos preços das baterias e dos outros fatores considerados se mantiverem constantes ou próximos disso, é esperado que o sistema com baterias se torne cada vez mais compensatório face ao sistema PV – para além de que os sistemas PVbat contribuem mais positivamente para o melhor funcionamento da rede. Embora a diferença entre TRI dos dois sistemas é ainda bastante grande, é de esperar que essa diferença também se vá reduzindo com o passar dos anos e que eventualmente o TRI dos sistemas PVbat se possa aproximar dos TRI dos sistemas PV. No entanto, até chegar essa altura ainda faltarão alguns anos e é impossível determinar se o preço das baterias continuará a evoluir desta maneira. A implementação em massa das tarifas dinâmicas poderá ter um forte impacto na maior e mais rápida presença de sistemas PVbat, refletido pelo maior valor de poupanças atingidas anualmente.

A referir que os resultados aqui obtidos tiveram um elevado foco no setor residencial para Portugal, onde os resultados não foram os mais satisfatórios no que toca à instalação de sistemas fotovoltaicos com baterias. No entanto, em países como a Austrália, onde os preços de eletricidade são mais elevados e há uma maior intensidade de consumo, já se mostra benéfico em alguns casos instalar estes sistemas para o setor residencial. [41]

Para finalizar, o estudo da instalação de sistemas PVbat para os consumidores de menor intensidade (grupo 1) mostrou-se pouco compensatória face aos restantes. Embora os resultados para o grupo 0 e 5 tenham sido bastante próximos, é possível que a instalação de sistemas PVbat em consumidores comerciais ou até industriais, que apresentam consumos mais substanciais, se mostre mais benéfico do que no setor residencial, com a possibilidade de apresentar elevados valores de poupanças assim como fatores de economia de escala que tornam o investimento mais compensatório, mesmo que demore mais a obter o retorno comparado a um sistema PV. Para além disso, é possível que estes setores se mostrem mais motivados a investir neste tipo de sistemas do que os consumidores residenciais por razões económicas.

### 5.3. Observações e principais dificuldades encontradas

Nesta dissertação ocorreram alguns contratempos no que toca às simulações e obtenção de dados que devem ser mencionados, assim como outros aspetos interessantes observados.

A primeira observação a fazer é que nos cenários de GCC as tarifas CPP, RTP2 e CPR tiveram uma forte presença nas poupanças, evidenciando-se face às restantes tarifas. No entanto, esse mesmo destaque não se evidenciou nos cenários PV e PVbat, ou pelo menos, não da mesma forma. Porquê?

Como já foi referido, as medidas de gestão de consumo comportamental focaram-se em 400 horas críticas para o Mercado Ibérico de Eletricidade do ano de 2017. Estas 400 horas também estiveram na base do design das tarifas *CPR* e *CPP*, sendo que seria apenas nessas horas que haveria grandes benefícios em reduzir o consumo estando sujeito a estas tarifas. Do lado da tarifa RTP2, os preços aumentam exponencialmente face a um preço de eletricidade elevado no mercado, pelo que o benefício nessas 400 horas também seria muito relevante. Ou seja, estas três tarifas acabaram por ter um efeito benéfico muito localizado nas horas em que foram realizadas mudanças de consumo, o que criou grandes benefícios neste cenário em comparação com as restantes tarifas.

No que toca ao cenário PV e PVbat, no entanto, as mudanças ao perfil de consumo não se dão em apenas 400 horas durante o ano, mas sim para várias horas diariamente consoante a produção PV e a descarga das baterias (se for o caso). Ou seja, as mudanças não são tão localizadas como nos cenários comportamentais, fazendo com que as tarifas anteriormente referidas não se destaquem da mesma forma. Por exemplo, enquanto a mudança de preços nas 400 horas da tarifa CPP tenha gerado grandes poupanças com mudanças de comportamento nessas horas, uma mudança de comportamento numa hora que não uma dessas 400 refletir-se-ia em poupanças inferiores às poupanças de, por exemplo, a tarifa bi-horária, que é uma tarifa estática (devido ao ajuste realizado para equilibrar as tarifas).

Ainda em relação à escolha das 400 horas para as mudanças de comportamento do consumidor e também para as tarifas CPR e CPP, surgem alguns problemas relacionados com esta escolha pelo facto de serem horas concentradas no mês de Janeiro e Dezembro. Esta grande concentração de horas levou a que houvesse alguma sobreposição nas mudanças de comportamento onde mesmo que a alteração do consumo fosse feita para as quatro horas posteriores e anteriores, as mesmas acabariam por coincidir, em algumas vezes, com outras horas críticas, o que colocou a simulação com alguns problemas não tendo sido realizada de forma ótima. A presença muito localizada nestes dois meses específicos pode também não ter sido a melhor opção, pois algumas destas horas coincidiram com horas de vazio, sendo que deveriam ter sido escolhidas de uma forma mais adequada e equilibrada ao longo de todo o ano.

Para além desta, a destacar ainda as dificuldades encontradas no decorrer desta dissertação:

- Os perfis de consumo utilizados representam consumos médios de um grupo de consumidores. Ou seja, os dados de consumo utilizados são dados suavizados do possível ruído e aumentos locais de consumo presentes num perfil de consumo individual. Caso se utilizassem perfis de consumo individuais os resultados deveriam diferenciar-se dos obtidos neste trabalho. De destacar que uma das diferenças seria que devido aos consumos pontuais elevados de alguns equipamentos a produção fotovoltaica não iria conseguir colmatar esse consumo da mesma maneira que o modelo aqui presente o faz na presença dos consumos médios apresentados.
- Os perfis de consumo são de 2012-2013, os preços do OMIE são de 2017 e os preços dos equipamentos considerados são preços atuais do ano 2018. Nos dados utilizados as variações dos preços do mercado não estão sincronizadas com o comportamento dos consumidores ou



com as temperaturas - que por seu lado influenciam esse mesmo comportamento e também os preços do mercado – levando a que os resultados obtidos se distanciem de possíveis resultados reais. Quanto aos equipamentos, a utilização de preços atuais é favorável com a progressiva viabilidade da compra destes equipamentos que a cada ano apresentam diminuição de preços. A escolha de equipamentos com recurso a fontes estrangeiras esteve de acordo com este princípio, onde a utilização dos preços atualizados conduzirá a resultados de viabilidade focados no presente.

Salienta-se assim que existiram limitações aos dados disponíveis, mas fica notado que poderia ter sido feito um pouco mais no sentido de sincronizar todos estes dados que serviram de base de execução da dissertação.

## 5.4. Comercialização e Mercado de Eletricidade

Em termos de poupanças para a comercializadora de energia, os cenários de GCC mostraram trazer algumas poupanças. No entanto esses ganhos mostraram ser muito pouco significativos quando comparados aos lucros obtidos pela comercializadora no geral.

Quanto aos cenários PV e PVbat, a comercializadora apresenta perdas de lucro de uma quantia algo avultada quando comparada ao lucro anual total sobre a energia ativa vendida. Este tipo de perdas monetárias leva a crer que as comercializadoras não tenham qualquer interesse monetário direto em incentivar os seus consumidores a instalar este tipo de sistemas. No entanto, caso a própria comercializadora seja o intermediário responsável pelo dimensionamento e instalação dos sistemas esta abordagem poderá ser uma das maneiras de abater as perdas que a comercializadora tem na revenda de eletricidade. Empresas como a EDP (EDP energia solar) [49] já apresentam este tipo de atividades, possibilitando aos seus consumidores o dimensionamento e instalação de sistemas PV e PVbat. Embora a comercializadora possa perder lucros na comercialização ao longo do tempo, irá ganhar ou reduzir essas perdas ao facilitar ao consumidor a obtenção destes sistemas fazendo-se de intermediária.

Outro fator importante para a implementação das tarifas dinâmicas por parte de uma comercializadora está nos elevados custos da sua implementação. O design da tarifa, o armazenamento de dados e o desenvolvimento de plataformas digitais são processos mais complexos quando comparados com as tarifas comumente usadas e isso acarreta custos elevados. As poupanças para a comercializadora evidenciadas neste trabalho provavelmente não seriam suficientes para equilibrar todos estes custos.

Como última referência, embora os sistemas PV e PVbat gerarem perdas para a comercializadora do ponto de vista de lucros anuais diretos quando modelados de uma forma simples, poderão existir benefícios indiretos que contribuam de forma positiva para o bom funcionamento da rede e consequentemente também para a comercializadora. Exemplos desses benefícios podem ser a melhor previsão do consumo para que não haja multas para a comercializadora (no caso da presença de *smart meters* e modelos de previsão de produção e de consumo ou até controlo remoto dos sistemas de baterias) e também menores custos nas tarifas de uso de rede e uma melhor gestão da mesma através da centralização dos dados de consumo. A possibilidade de pedir auxílio diretamente a estes sistemas (no caso dos sistemas PVbat) em alturas de congestão da rede também é uma possibilidade de garantir um melhor funcionamento da rede e talvez a diminuição dos custos de uso e manutenção de rede para a comercializadora.

Os resultados obtidos nesta análise, embora tenham sido feitos numa perspetiva de “*Best Case Scenario*”, são de extrema importância para a implementação das tarifas dinâmicas e da SG, uma vez que as comercializadoras são o mais próximo contacto que os consumidores de eletricidade têm com o seu próprio consumo. As comercializadoras são as principais responsáveis pelo

desenho das suas próprias tarifas, sejam elas dinâmicas ou estáticas. Para além disso, uma comercializadora, como qualquer outra empresa, tem o objetivo de gerar receita. Que razão/motivação terá uma comercializadora para implementar uma tarifa dinâmica, em incentivar a instalação de sistemas PV e PVbat, se irá acabar por perder dinheiro com isso ou ganhar muito pouco? A resposta ainda não é clara acerca das motivações da comercializadora para implementar estas tarifas sabendo que as mesmas poderão levar ou motivar a instalação de sistemas PV/PVbat que por seu lado as farão perder dinheiro. A existência de benefícios e subsídios para a implementação de tarifas dinâmicas seria, por exemplo, um passo na direção certa para a implementação da SG, especialmente sabendo que estas ações gerariam poupanças capazes de pagar esses mesmos subsídios a longo prazo. Contribuições monetárias para incentivar a instalação de sistemas de baterias e o desenvolvimento de plataformas de leitura e gestão de consumo por parte do estado ou outra entidade também seriam algumas ações benéficas para que este passo fosse dado mais rapidamente. Enquanto as comercializadoras estiverem cientes da existência do risco de perder receitas é improvável que enredem pelo caminho das tarifas dinâmicas a não ser que tenham outras motivações como angariação de clientes ou razões puramente ambientais.

Ainda quanto à integração dos *smart meters*, da gestão de consumo e centralização da informação para um melhor funcionamento da rede e a implementação das tarifas dinâmicas, o funcionamento do Mercado de Eletricidade tem ainda que evoluir para permitir a evolução destas áreas tão necessárias para o futuro da rede elétrica e desenvolvimento da SG.

Como referido na Secção 3.1.1, o fornecimento e compra de eletricidade aos consumidores por parte das comercializadoras é baseada em perfis de consumo de referência. Com a presença cada vez maior de *smart meters* e a obtenção desses mesmos dados de forma a contribuir para melhores previsões e melhor funcionamento da rede, é possível que o sistema atual do mercado de eletricidade – muito dependente no consumo padronizado - e a interação entre mercado e comercializadora possam ter de se adaptar a estas novas mudanças, necessitando de novos modelos de funcionamento e novas políticas referentes à compra e venda de eletricidade, novas políticas referentes à aplicação de multas à comercializadora e novas políticas sobre a dinâmica de todo este sistema, como possam ser exemplo a existência de agentes agregadores. É de esperar que com a maior presença de *smart meters*, em Portugal ou qualquer outro país, que o mercado de eletricidade consiga tornar-se mais dinâmico e harmonizado com os consumos dos consumidores a nível local, regional e nacional, o que também será um passo essencial para se chegar mais perto do conceito da SG.

## 5.5. Exemplos de Implementação

Uma conclusão mais focada no futuro desta área incide bastante nas novas tecnologias, nomeadamente os *smart meters*, as ferramentas de feedback relativas ao consumo e também na automação dos equipamentos residenciais no que é hoje referido como a “Casa Inteligente” (*Smart Home*).

Começando pelos *smart meters*, estas ferramentas de leitura dos consumos de uma forma mais detalhada são vistas como essenciais para o futuro da Rede Elétrica e para o desenvolvimento da SG. A partir desta dissertação, por exemplo, foi possível observar o tipo de análises, simulações e dimensionamentos capazes de ser feitos com este tipo de dados (sendo que os dados foram obtidos através de um destes aparelhos). Com os *smart meters*, este tipo de análises e muito mais poderão estar à distância de um toque numa aplicação de um *smartphone*.

Por todo o mundo, exemplos concretos de “*Smart Homes*” ou “*Internet of Things*” possuem aplicações de *smart phones*, o que permite visualizar, analisar e tomar ações sobre certos aspetos

em relação aos equipamentos residenciais de uma forma “*user-friendly*”[33]. Estes conceitos, embora sejam falados e estudados à anos – e até já hajam inúmeros exemplos destas aplicações - estão ainda numa fase primordial de implementação e aceitação e é um mercado que continuará a crescer nos próximos anos, seja por necessidade ou conforto. Com o aumento progressivo do número destes equipamentos, assim como o desenvolvimento de tecnologia cada vez mais avançada, a necessidade de uma ferramenta capaz de centralizar todos estes equipamentos e aliar isso à análise e gestão do consumo através dos *smart meters* torna-se cada vez maior.

Mais uma vez, numa nota pessoal e algo visionária, possivelmente assim será o futuro: uma só aplicação capaz de monitorizar, analisar e notificar o consumidor sobre os seus consumos quando assim for mais conveniente. Uma aplicação capaz de fazer simulações a alterações de consumo e simulações de forma a encontrar e dimensionar o melhor tipo de sistema, seja fotovoltaico ou fotovoltaico com sistema de baterias, etc. que irá conferir ao consumidor o maior número de ganhos ou poupanças consoante as suas necessidades e possibilidades, assim como simular qual a melhor tarifa – preferencialmente dinâmica - e qual a melhor comercializadora que irá conferir essas mesmas poupanças. Uma só aplicação também capaz de controlar todos os equipamentos “inteligentes” e adaptá-los às necessidades do consumidor seja no âmbito de gerar o maior valor de poupanças consoante a tarifa aplicada ou então simplesmente a satisfazer as necessidades do utilizador quando ele assim pretender.

Num ponto de vista de viabilidade das ideias aqui apresentadas e de modelo de negócio necessário para uma aplicação como esta ter sucesso, seria importantíssimo o estabelecimento de parcerias com fornecedores de equipamentos e de serviços capazes de responder às necessidades do consumidor para que, através de publicidade e recomendações o mesmo pudesse ter acesso ao que pretende: seja a mudar de comercializadora ou instalar um sistema sustentável ou equipamento inteligente - o estabelecimento de descontos especiais para utilizadores da aplicação obtido através das parcerias estabelecidas poderia também ser altamente benéfico para ambas as partes. A possibilidade da aplicação em questão servir como ponte entre os fornecedores destes equipamentos e serviços e o consumidor é muito importante para a sobrevivência de este e de qualquer outra aplicação gratuita atualmente presente no mercado. Entre alguns exemplos de sucesso de aplicações gratuitas que funcionam da mesma maneira, através de recomendações, anúncios e publicidade para gerar receitas estão plataformas como o *Facebook*, *Instagram*, *Youtube*, *Quora*, entre outros.

Embora a visão aqui apresentada seja de uma aplicação centralizada responsável por toda a gestão do consumo, na realidade esse poderá não ser o caso no futuro. Poderá haver várias aplicações a funcionar com um objetivo em comum. No entanto, o mundo tecnológico tende para o facilitismo e a centralização, pelo que seria de esperar que uma aplicação integrada que fizesse todas estas funções de uma forma *user-friendly* e com uma interface perceptível fosse a preferível pela maioria dos consumidores. Outro detalhe sobre este tipo de plataformas é que, mesmo que hajam várias com as mesmas funções, há sempre uma delas que sobressai e acaba por dominar o mercado. Espera-se que esse seja o caso quando o mercado da gestão de consumo, das tarifas dinâmicas e da integração em massa de equipamentos IoT no setor residencial começar a ser expressivo. Deverá também haver aplicações diferentes consoante o setor em causa, seja residencial, comercial ou industrial.

Há ainda muitos obstáculos para os cenários e ideias aqui apresentadas. Desde a demora na distribuição integral dos *smart meters* aos consumidores até à implementação de tarifas dinâmicas no setor residencial e adesão em massa a equipamentos IoT. Há outros obstáculos vistos em alguns aparelhos e plataformas de gestão de consumo em que os dados de um *smart meter* não são possíveis de ser analisados ou extraídos da aplicação para a qual o *smart meter* foi desenhado, o que poderá levar a alguns problemas de monopolização de dados e que poderá ser um verdadeiro obstáculo para a abertura deste mercado.

Para finalizar, o desenvolvimento na área dos *smart meters*, das ferramentas de gestão e análise dos consumos potenciados pelo desenvolvimento da SG abre portas a um novo mercado que nos dias de hoje ainda é pouco expressivo. Com o passar do tempo poderá passar a ser um mercado muito expressivo e o potencial para novas oportunidades de negócio é bastante real e palpável. O modelo de negócio apresentado aqui é apenas um desses exemplos.

## 6. Conclusões

Através desta dissertação foi possível tecer várias conclusões acerca das tarifas dinâmicas, da gestão de consumo, do futuro da rede elétrica e também do consumo de eletricidade no setor residencial e potencialmente nos restantes setores também.

As tarifas dinâmicas estudadas mostraram resultados satisfatórios quando comparadas às tarifas habitualmente utilizadas no setor residencial – simples e bi-horária - conferindo poupanças satisfatórias para os vários cenários de gestão de consumo simulados. Nos cenários de gestão de consumo comportamental, as tarifas dinâmicas destacaram-se bastante face às tarifas estáticas. No entanto, nos cenários PV e PVbat, embora as tarifas simples e bi-horária tenham sido as que conferiram menos poupanças ao consumidor, a tarifa tri-horária destacou-se bastante ao ponto de estar no mesmo patamar de poupanças das tarifas dinâmicas em estudo, o que mostra como esta tarifa estática já presente no mercado é uma útil ferramenta para gerar poupanças na presença destes sistemas. Mesmo que a tarifa tri-horária tenha conferido poupanças satisfatórias nestes cenários, as tarifas dinâmicas conseguem ser vantajosas nas duas frentes: seja nas mudanças comportamentais ou na utilização destes sistemas sustentáveis.

As tarifas RTP2 e CPR mostraram ser as tarifas que apresentaram melhores resultados para os vários cenários. No entanto, destacam-se os possíveis problemas de implementação e de viabilidade económica da tarifa CPR e também as dificuldades em estabelecer o *design* ótimo para uma tarifa RTP. Uma tarifa ideal composta por componentes de cada uma das tarifas dinâmicas sugeridas – RTP, CPR e CPP – combinadas numa só é uma das sugestões para um novo conceito de tarifa dinâmica que poderá gerar um elevado volume de poupanças caso desenhada de maneira ótima.

As tarifas dinâmicas apresentam-se como um conceito inovador, complexo e possivelmente difícil de entender. No entanto, com a presença crescente de equipamentos inteligentes com capacidades de automação, isso pode levar a uma maior receptividade para com as tarifas dinâmicas, onde a maior complexidade destas tarifas pode ser compensada pelas poupanças obtidas, com o mínimo de esforço para o consumidor graças a estes equipamentos.

As principais conclusões acerca das tarifas dinâmicas são que o seu desenho ótimo é uma tarefa complexa e importante para o sucesso de implementação, seja por motivar a adesão à tarifa ou por motivar o consumidor a alterar os seus comportamentos através de poupanças significativas. O facto da tarifa tri-horária se apresentar como uma ferramenta satisfatória para a gestão de consumo aliada ao facto de ser pouco utilizada no setor residencial revelam a importância de que apenas um bom *design* não é suficiente e poderá ser necessária a existência de campanhas de sensibilização e estratégias/incentivos para motivar a adesão do consumidor às tarifas dinâmicas e às medidas de gestão de consumo.

Em relação aos sistemas PV e PVbat ambos mostraram poupanças satisfatórias na presença das tarifas dinâmicas. Comparando ambos, os sistemas PV conduziram ao maior volume de poupanças ao longo da duração do projeto e tempos de retorno de investimento relativamente curtos. Os sistemas PVbat, por outro lado apresentaram tempos de retorno do investimento demasiado longos (superiores a 20 anos) e apenas com a tarifa CPR esta duração se aproximou dos 13 anos de TRI, sendo ainda assim mais compensatório o investimento em sistemas PV. Esta análise demonstrou que o custo dos sistemas de baterias ainda é demasiado elevado para um consumidor residencial em Portugal. Apenas com preços de baterias mais baixos e melhores incentivos monetários para a realização da gestão de consumo – através de, por exemplo, tarifas dinâmicas ou programas que melhor incentivem a utilização destes sistemas – se tornaria compensatória a instalação de sistemas fotovoltaicos com baterias. Com a diminuição dos preços

das baterias e a progressão para a disseminação da Smart Grid e das tarifas dinâmicas, este é um cenário possível no futuro.

Para setores com maior intensidade de consumo como o comercial e industrial, fatores de economia de escala podem fazer com que seja menos dispendioso a instalação de sistemas PV e PVbat face aos possíveis benefícios. Estes setores são, em princípio, mais motivados pela geração de poupanças do que o setor residencial – em que o consumidor pode ter outras prioridades quanto ao seu consumo de eletricidade – pelo que poderá haver uma maior motivação para investir e também para aderir a tarifas dinâmicas e às consequentes ações de geração de poupanças. Por estas razões espera-se que as tarifas dinâmicas e a gestão de consumo comecem a ter impacto nestes setores antes de se afirmarem no setor residencial.

A implementação de uma tarifa dinâmica implica um elevado investimento por parte da comercializadora ou entidade que a implementa, seja no seu *design*, no software ou em infraestrutura. Como evidenciado neste trabalho, os benefícios diretos para a comercializadora na presença de mudanças de comportamento do consumidor são pequenos ou mesmo negativos para o caso dos sistemas PV e PVbat. Logo, no presente momento as comercializadoras poderão ter pouca motivação e/ou segurança para implementar este tipo de tarifas devido à incerteza de que isso será benéfico ou irá gerar poupanças/lucro. Sugere-se que se promovam incentivos/subsídios para motivar as comercializadoras a implementar tarifas dinâmicas.

A pesquisa realizada nesta dissertação mostrou que existe um esforço conjunto e uma convergência de várias áreas para a implementação da *Smart Grid*. Seja na distribuição em massa de contadores inteligentes, nos esforços e projetos-piloto para implementação de tarifas dinâmicas ou até nos avanços tecnológicos e equipamentos inteligentes que conferem capacidades melhoradas para a automação e gestão de consumo. Mesmo que exista uma tendência para que o consumo de eletricidade aumente nos próximos anos, o consumo de eletricidade poderá tornar-se mais eficiente, mais dependente de recursos renováveis e melhor gerido graças à infraestrutura de comunicações e possibilidades de gestão de consumo da *Smart Grid*.

Como conclusão final, com esta dissertação foi possível ter uma ideia aprofundada em relação a alguns conceitos chave acerca do futuro da rede elétrica, do consumo de eletricidade e como através de novas tecnologias e novos esquemas de preços se poderá atingir um futuro mais sustentável capaz de criar inúmeras novas oportunidades de negócio.

## 6.1. Futuros Trabalhos

Nesta dissertação foram feitos múltiplos estudos relativos à gestão de consumo e à integração de tarifas dinâmicas para o setor residencial em Portugal. No entanto, os modelos gerados e simulações realizadas apresentaram algumas limitações no que toca aos dados utilizados e revelaram a possibilidade de melhoramentos.

Para futuros trabalhos relacionados com os tópicos aqui abordados sugere-se a utilização de perfis de consumo mais detalhados (individuais) e possivelmente desagregados, onde o consumo de cada equipamento eletrónico seja tido em conta. Desta forma será possível realizar melhores simulações e melhorar as conclusões acerca dos comportamentos do consumidor. Integrar um carro elétrico nestes consumos e desenvolver técnicas de “carregamento inteligente” consoante a tarifa dinâmica aplicada também seria uma forma eficiente de validar a utilidade destas tarifas.

Outra sugestão está no melhoramento do design das tarifas aqui apresentadas. O desenho de tarifas dinâmicas é, como referido, um procedimento complexo e há sempre aspetos a melhorar. Recorrer às sugestões apresentadas nesta dissertação e utilizar algoritmos mais complexos ou até inteligência artificial para desenhar a tarifa ótima e que confere o maior volume de poupanças são ideias com potencial. Aplicar estas tarifas em projetos-piloto, com vários tipos de tarifas, poderão ajudar a melhorar as conclusões sobre as tarifas que, na realidade, melhor motivam a mudança de comportamentos e a gestão do consumo por parte do consumidor.

Finalmente, nesta dissertação também se destacou a importância das ferramentas de informação e da gestão de consumo, pelo que o desenvolvimento destas ferramentas da forma mais acessível e perceptível poderá trazer benefícios para motivar o consumidor a realizar e investir em medidas de gestão de consumo. Exemplos destas ferramentas são aplicações de análise de consumos ou ferramentas de controlo e otimização de equipamentos eletrónicos. Da mesma forma, estas ferramentas têm um grande potencial no desenvolvimento de novas oportunidades de negócio.

# Bibliografia

- [1] TVA Kids, “*Before There Were Lights: A History of Electricity in the U.S.*”, consultado em: <https://www.tvakids.com/electricity/history.htm> [5-01-2019]
- [2] Significados.com.br, “*Significado de Aquecimento global*”, disponível em: <https://www.significados.com.br/aquecimento-global/> [5-01-2019]
- [3] Sarma Pisupati, “*EGEE 102 ENERGY CONSERVATION AND ENVIRONMENTAL PROTECTION - CO2 and Temperature Fluctuations*”, Penn State's College of Earth and Mineral Sciences' OER Initiative. Disponível em: <https://www.e-education.psu.edu/egge102/node/1958> [5-01-2019]
- [4] NASA, “*Climate Change: Causes*”, disponível em: <https://climate.nasa.gov/causes/> [8/02/2019]
- [5] International Energy Agency, “*World Energy Outlook 2018 – Executive Summary*”, OECD, disponível em: <https://webstore.iea.org/download/summary/190?fileName=English-WEO-2018-ES.pdf> [7-01-2019]
- [6] International Energy Agency, “*World Energy Statistics and Balances*”, OECD.
- [7] Tiago Rocha, “*Smart Grid*”, Dissertações Mestrado FCUL 2016. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/27401> [10-01-2019]
- [8] United States Department of Energy (U.S. - D.O.E.). “*The Smart Grid: An Introduction.*” U.S.A. 2008.
- [9] Giordano V, Meletiou A, Covrig CF, Mengolini A, Ardelean M, Fulli G, et al. “*Smart grid projects in Europe: lessons learned and current developments*”. Publications office of the EU; 2013. Disponível em: 10.2790/32946
- [10] Chris Foulds et al, “*Energy monitoring as a practice: Investigating use of the iMeasure online energy feedback tool*”, Energy Policy, Volume 104, Maio 2017, p. 194-202  
doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.01.055>
- [11] Nataliya Mogles et al, “*How smart do smart meters need to be?*”, Building and Environment, Volume 125, 15 Novembro 2017, p. 439-450, doi: <https://doi.org/10.1016/j.buildenv.2017.09.008>
- [12] Karen Ehrhardt-Martinez et al , “*Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*”, Junho 2010, ACEEE
- [13] Barbu, Anca-Diana, Nigel Griffiths, and Gareth Morton. “*Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take.*” European Environment Agency (EEA), Copenhagen (2013).
- [14] James Fletcher, Weeratunge Malalasekera, “*Development of a user-friendly, low-cost home energy monitoring and recording system*”, Energy, Volume 111, 15 September 2016, Pages 32-46 doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.05.027>



- [15] M.S Ahmed et al, “*Real time optimal schedule controller for home energy management system using new binary backtracking search algorithm*”, Energy and Buildings, Volume 138, March 2017, p. 215-227. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enbuild.2016.12.052>
- [16] União Europeia, “*DIRECTIVE 2009/72/EC OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC*”, Official Journal of the European Union 211, 14.8.2009, p. 55–93. Disponível em: <http://data.europa.eu/eli/dir/2009/72/oj>
- [17] A Faruqi et al, “*Unlocking the €53 billion savings from smart meters in the EU: How increasing the adoption of dynamic tariffs could make or break the EU’s smart grid investment*”, Energy Policy – Volume 38, Issue 10, October 2010, p. 6222-6231  
doi: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.06.010>
- [18] Bárbara Silva, “*EDP Distribuição admite falhas nos contadores inteligentes*”, Março 2018, DinheiroVivo.pt. Disponível em: <https://www.dinheirovivo.pt/empresas/edp-distribuicao-admite-falhas-nos-contadores-inteligentes/> [10-01-2019]
- [19] Me<sup>2</sup>Project, “*Deliverable 1\_1: White-book requirements - System specifications used in the first pilot phase*”, disponível em: [http://www.me2-project.eu/crbst\\_2.html](http://www.me2-project.eu/crbst_2.html)
- [20] Muratori et al, “*Role of residential demand response in modern electricity markets*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 33, Maio 2014, P. 546-553. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.027>
- [21] Pierluigi Siano, “*Demand response and smart grids—A survey*”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Volume 30, Fevereiro 2014, p 461-478. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>
- [22] ERSE, “*Tarifas e Preços para a Energia Elétrica e outros serviços em 2017*”, Dezembro 2016
- [23] David Crossley, “*Task 15 – Case Study – TEMPO Electricity Tariff – France*”, IEA DSM. Disponível em: <http://www.ieadsm.org/article/tempo-electricity-traiff/> [15-02-2018]
- [24] EDP Distribuição, “*Plano de Implementação dos projetos piloto de tarifas dinâmicas de acesso às redes de MT, AT e MAT*”, Julho 2016
- [25] João Tomé et al, “*Tarifas dinâmicas no acesso às redes em MAT, AT e MT em Portugal Continental Análise de Benefício Custo e Planos de Implementação de Projetos Piloto*”, Centro de Sistemas de Energia – INESC TEC, Junho de 2016
- [26] ERSE, “*Projetos-piloto para aperfeiçoamento da estrutura tarifária e introdução de tarifas dinâmicas*”, Março 2017
- [27] Endeavour Energy, “*Tariff Structure Statement*”, Novembro 2015
- [28] OMIE, “*Preço Voluntário para o pequeno consumidor (PVPC)*”. Disponível em: <http://www.omie.es/pt/principal/mercados-e-produtos/mercado-da-electricidade/pvpc> [20-5-2018]
- [29] Albadi MH et al, El-Saadany EF. “*A summary of demand response in electricity markets*”, Electric Power Systems Research 2008; Vol 78:p 1989–96. doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2008.04.002>

- [30] Nicholas Good et al, “Review and classification of barriers and enablers of demand response in the smart grid”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 72, Janeiro 2017, p. 57-72. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.043>
- [31] Nikolaos G. Paterakis et al, “An overview of Demand Response: Key-elements and international experience” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 69, Março 2017, P. 871-891. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.167>
- [32] Faruqui, A. and Sergici, S. “Household Response to Dynamic Pricing of electricity – a survey of the experimental evidence”, Janeiro 2009. Disponível em: [http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%20\\_01-11-09.pdf](http://www.hks.harvard.edu/hepg/Papers/2009/The%20Power%20of%20Experimentation%20_01-11-09.pdf).
- [33] Biljana Stojkoska , “A review of Internet of Things for smart home: Challenges and solutions”, *Journal of Cleaner Production*, Volume 140, Parte 3, Janeiro 2017, P. 1454-1464. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.10.006>
- [34] OMIE , “Apresentação da companhia - Introdução”. Disponível em: <http://www.omie.es/pt/principal/informacao-da-companhia> [20-01-2019]
- [35] OMIE , Base de Dados de Preços do Mercado. Disponível em: <http://www.omie.es/files/flash/ResultadosMercado.swf> [20-02-2018]
- [36] ERSE, “Tarifas e Preços”. Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/tarifaseprecos/Paginas/default.aspx> [10-11-2019]
- [37] EDP comercial, “O que é a opção horária e qual a melhor para mim?”. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/apoio-cliente/perguntas-frequentes/tarifarios/o-que-preciso-de-saber-para-contratar/o-que-e-a-opcao-horaria-e-qual-a-melhor-para-mim/faq-4823> [20-1-2019]
- [38] ERSE, “Tarifas e preços para a energia elétrica e outros serviços em 2017”, Dezembro 2016
- [39] Mariana Milagaia, “Melhoria da eficiência energética através de mecanismos de feedback: caso do consumo de energia elétrica nas habitações”, Dissertações de mestrado FCUL, 2015. <http://hdl.handle.net/10451/22297>
- [40] U.S Department of energy, “EnergyPlus Engineering Reference”, Setembro 2017 ; p. 1609-1610
- [41] Rajab Khalilpour Anthony Vassallo , “Planning and operation scheduling of PV-battery systems: A novel methodology”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Volume 53, Janeiro 2016, p. 194-208. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.015>
- [42] SolemSolar, “Tabela de Preços Novembro 2018”. Disponível em: <http://solemsolar.eu/solarenergiagrandolaprecos.html> [9-11-2018]
- [43] WholeSaleSolar, Surrette Rolls S-500EX Flooded Battery. Disponível em: <https://www.wholesalesolar.com/9900144/surrette-rolls/batteries/surrette-rolls-s-500ex-flooded-battery>
- [44] WholeSaleSolar, Charge Controllers. Disponível em: <https://www.wholesalesolar.com/charge-controllers> [6-10-2018]

- [45] Victron Energy, Victron Energy Color Control GX. Disponível em: <https://www.victronenergy.pt/panel-systems-remote-monitoring/color-control> [20-12-2018]
- [46] Mathias Aarre Maehlum, “*The Real Lifespan of Solar Panels*”, Energy Informative, Maio 2014. Disponível em: <http://energyinformative.org/lifespan-solar-panels/>
- [47] Electropaedia, “Battery and Energy Technologies – Battery Life (and Death)”. Disponível em: <https://www.mpoweruk.com/life.htm>
- [48] Pedro Miguel Batista Oliveira, “*Autoconsumo fotovoltaico, análise de um caso de estudo em termos de poupança e de rentabilidade*”, Dissertações de Mestrado FCUL 2017. Disponível em: <http://hdl.handle.net/10451/28282>
- [49] EDP Comercial, “*EDP Energia Solar*”. Disponível em: <https://www.edp.pt/particulares/servicos/energia-solar/solucoes/> [10-1-2019]

## A. Anexo

CAPACITY		357 AH	
HOUR RATE:	SPECIFIC GRAVITY	CAPACITY / AMP HOUR	CURRENT / AMPS
@ 100 HOUR RATE	1.280	504	5.04
@ 72 HOUR RATE	1.280	475	6.60
@ 50 HOUR RATE	1.280	439	8.78
@ 24 HOUR RATE	1.280	371	15.46
<b>@ 20 HOUR RATE</b>	<b>1.280</b>	<b>357</b>	<b>17.85</b>
@ 15 HOUR RATE	1.280	332	22.13
@ 12 HOUR RATE	1.280	311	25.92
@ 10 HOUR RATE	1.280	296	29.60
@ 8 HOUR RATE	1.280	278	34.75
@ 6 HOUR RATE	1.280	253	42.17
@ 5 HOUR RATE	1.280	239	47.80
@ 4 HOUR RATE	1.280	221	55.25
@ 3 HOUR RATE	1.280	200	66.67
<b>@ 2 HOUR RATE</b>	<b>1.280</b>	<b>171</b>	<b>85.50</b>
@ 1 HOUR RATE	1.280	121	121.00

Figura A.1 - Variação da capacidade da bateria com o tempo de descarga. Destaque para a descarga a 2 horas, que foi o tempo de descarga escolhido. [43]

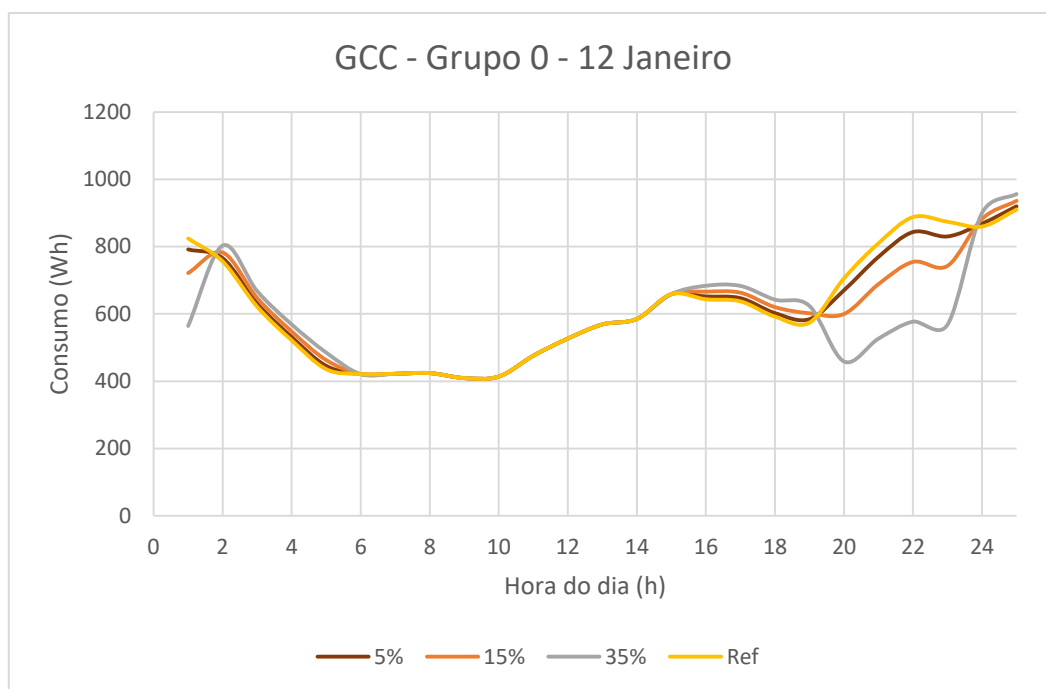


Figura A.2 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 0.

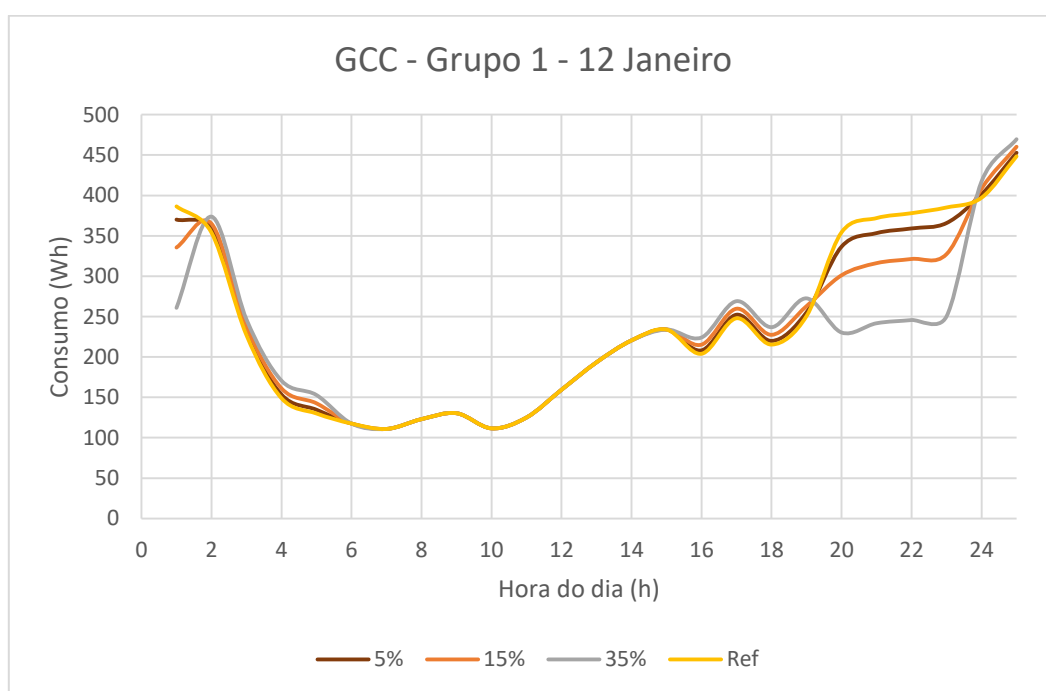


Figura A.3 - Consumo do dia 12 de Janeiro para os vários cenários de gestão de consumo comportamental para o Grupo 1.

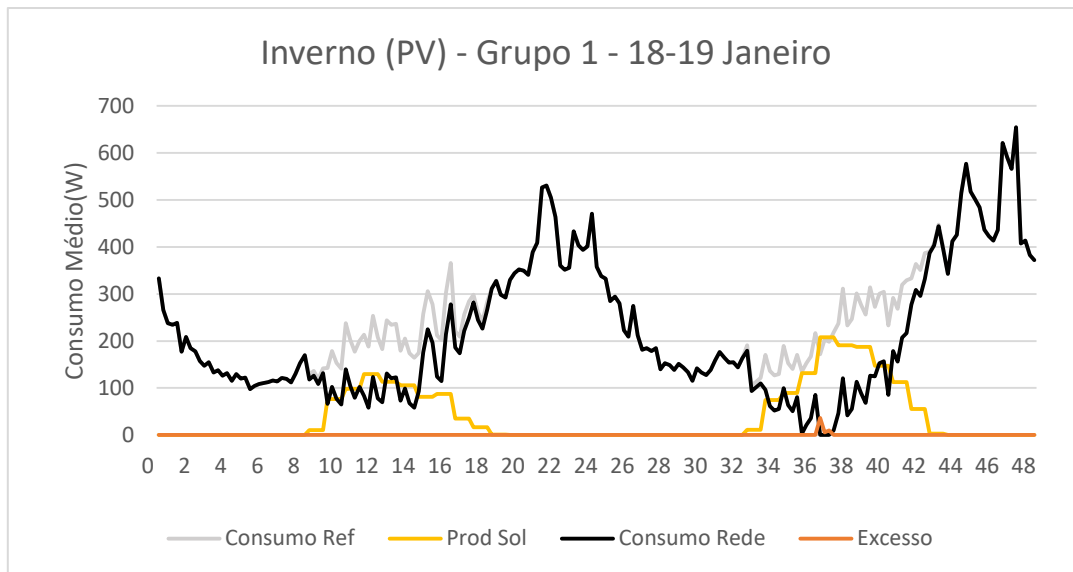


Figura A.4 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno.

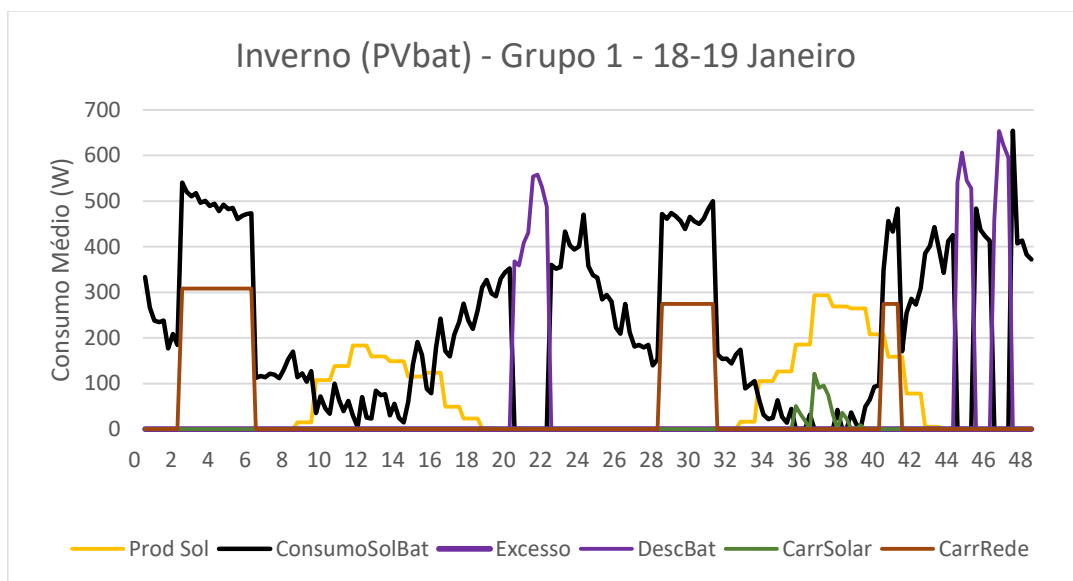


Figura A.5 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno.

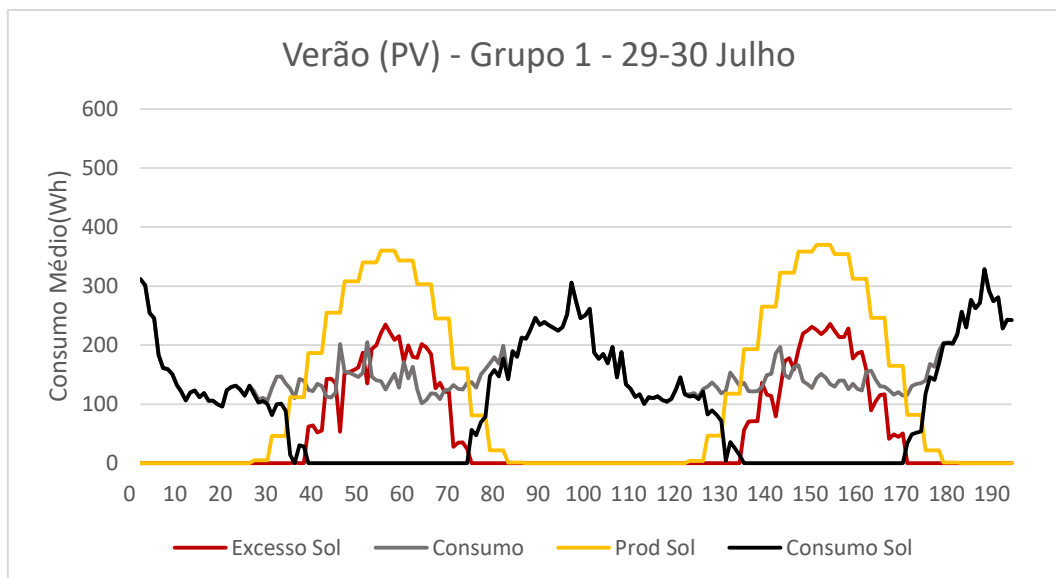


Figura A.6 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 1 em dias típicos de Verão.

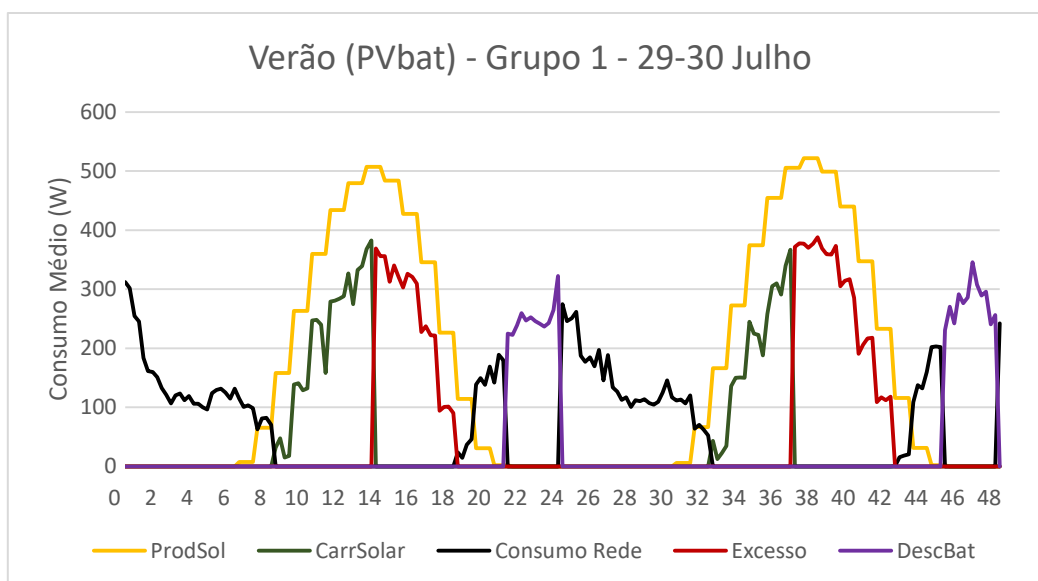


Figura A.7 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Verão.

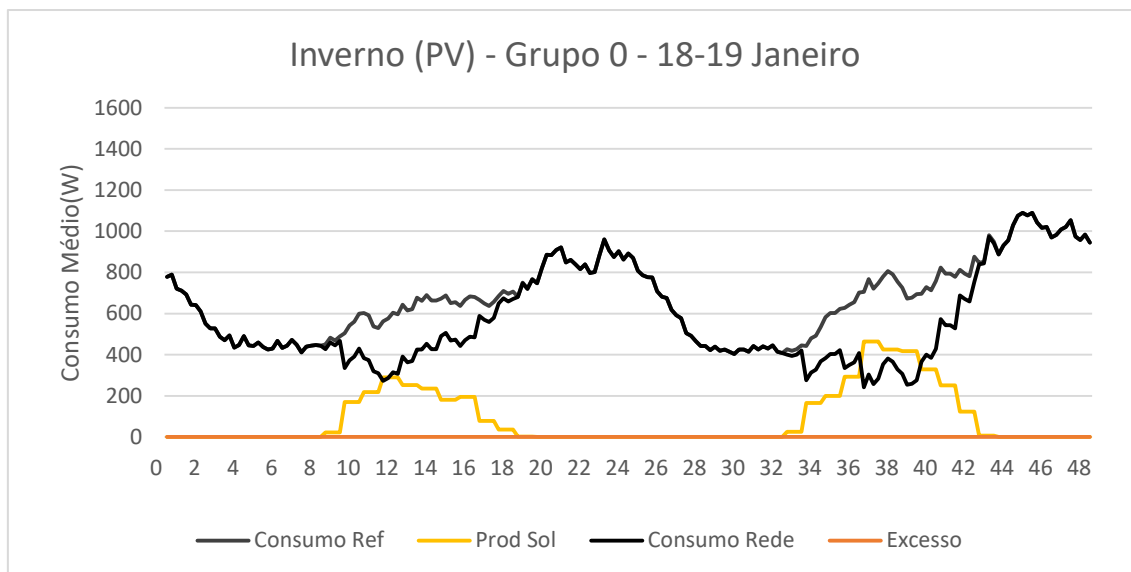


Figura A.8 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno.

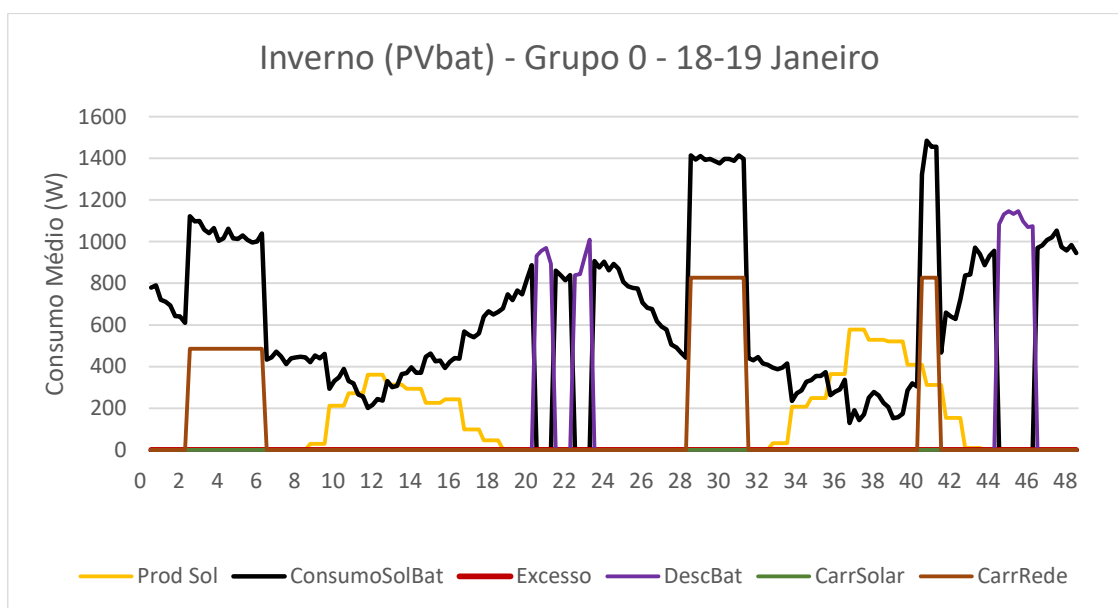


Figura A.9 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 1 em dias típicos de Inverno.



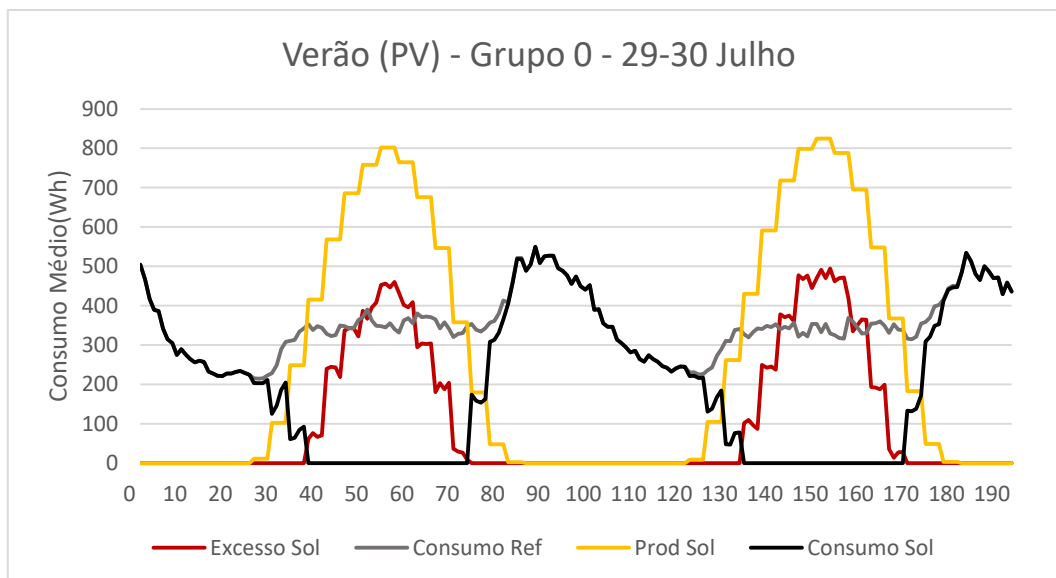


Figura A.10 - Funcionamento do modelo PV para o Grupo 0 em dias típicos de Verão.

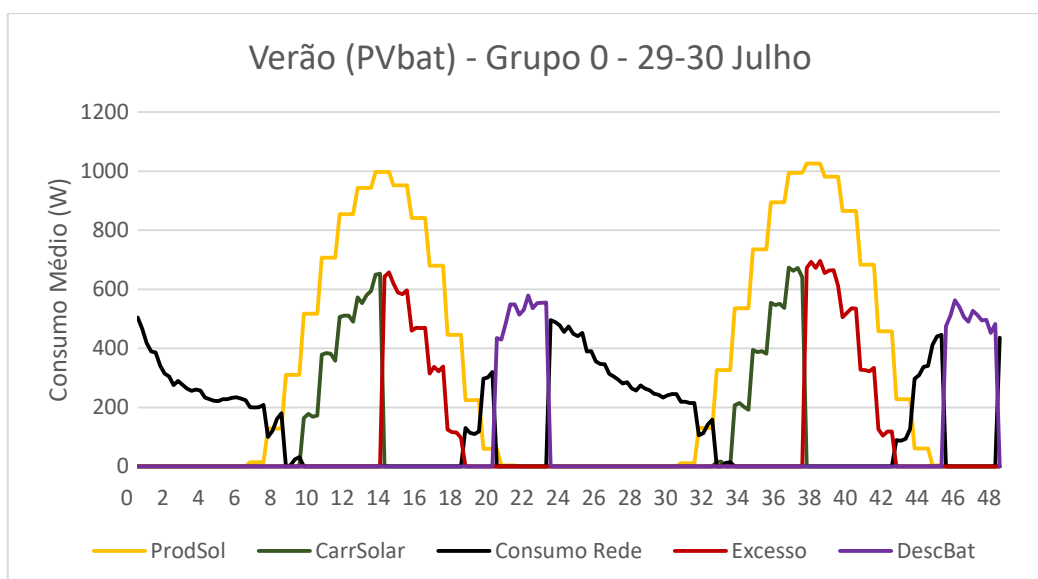


Figura A.11 - Funcionamento do modelo PVbat para o Grupo 0 em dias típicos de Verão.

### Consumo Médio Diário- Grupo 1

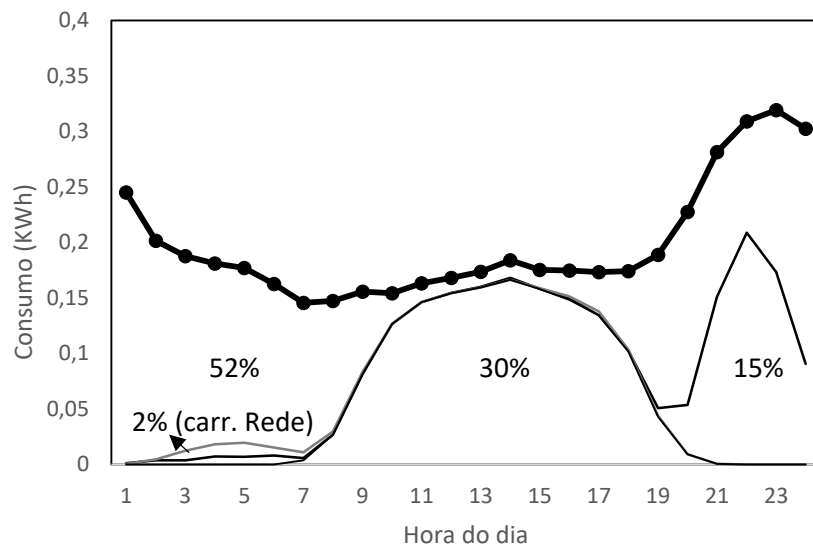


Figura A.12 - Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo residencial do grupo 1 ao longo de todo o ano.

### Produção Média Diária- Grupo 1

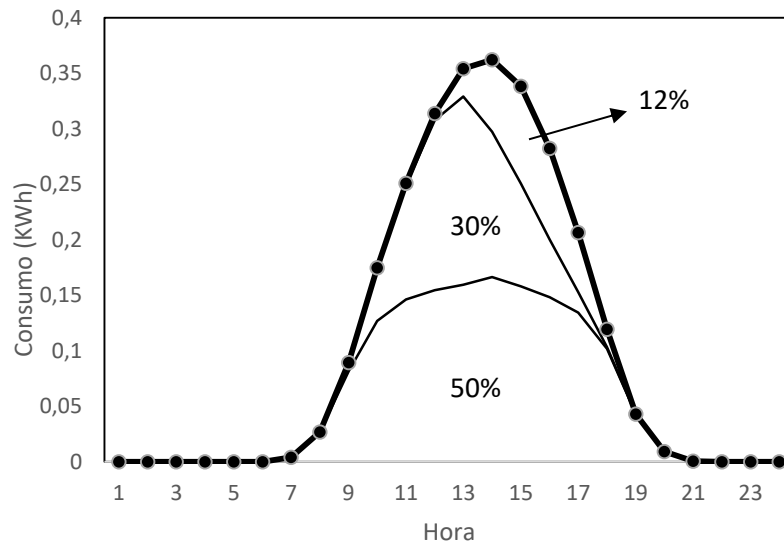


Figura A.13- Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 1.

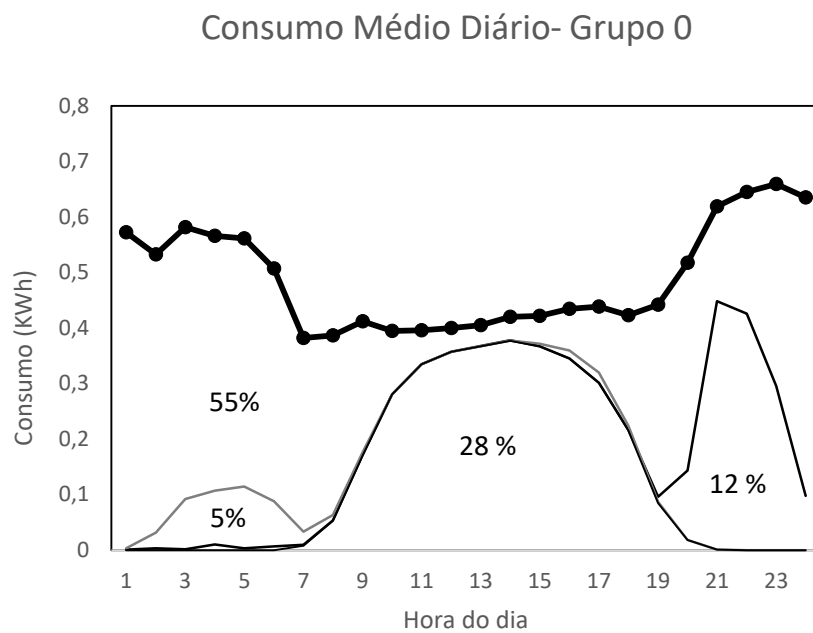


Figura A.14- Distribuição das várias fontes de energia que contribuem para o consumo residencial do grupo 0 ao longo de todo o ano.

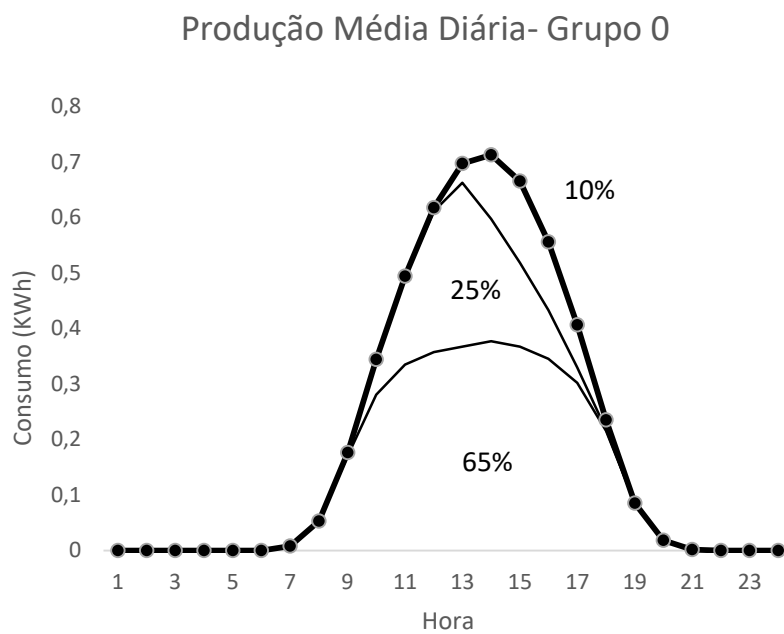


Figura A.15 - Distribuição horária da produção PV para o sistema PVbat do Grupo 0.

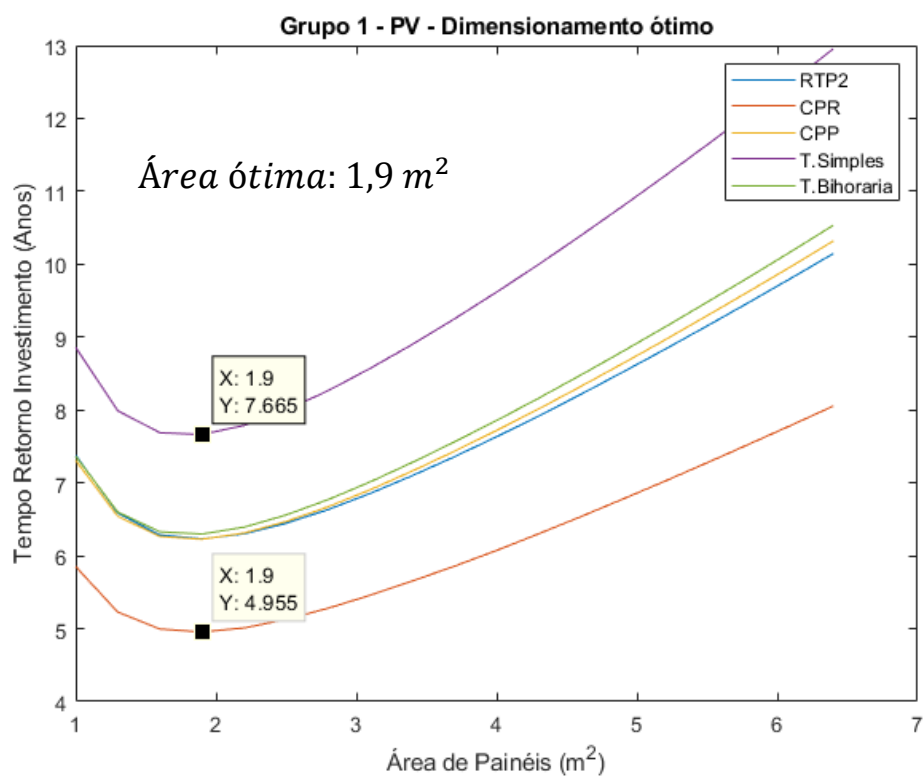


Figura A.16 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 1.

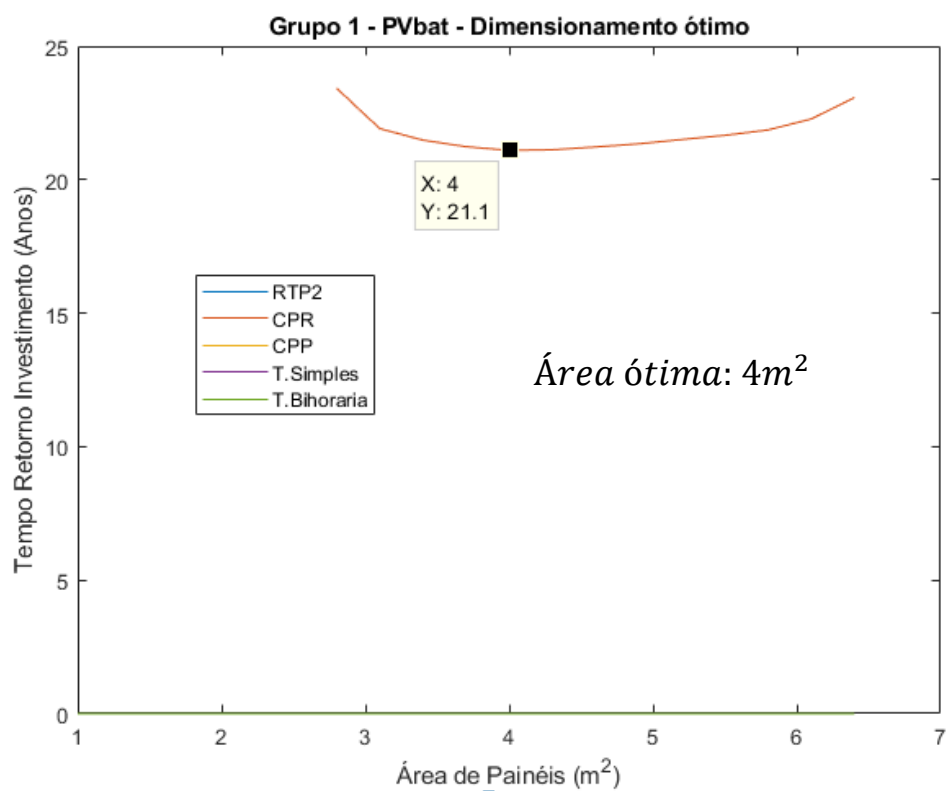


Figura A.17 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 1.

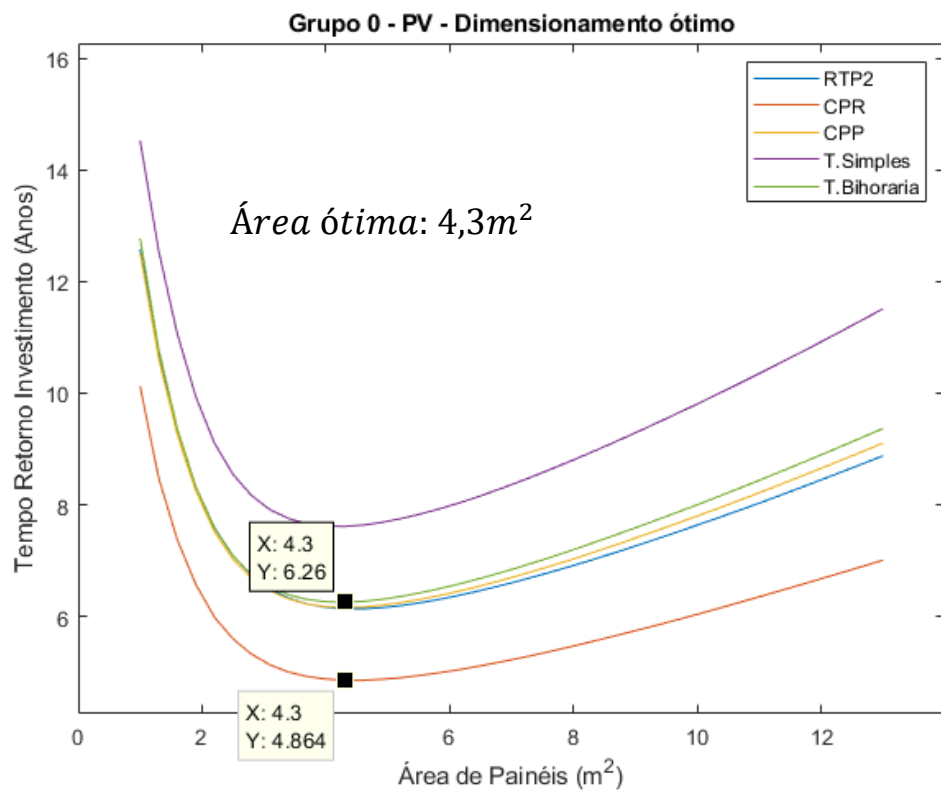


Figura A.18 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 0.

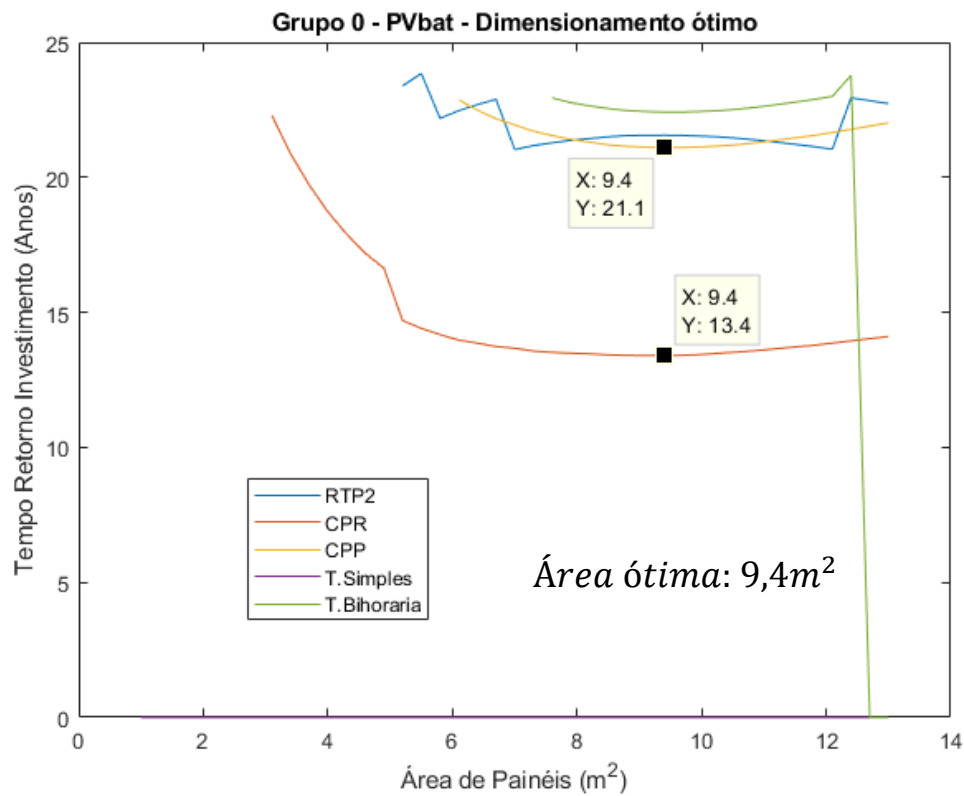


Figura A.19 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 0.

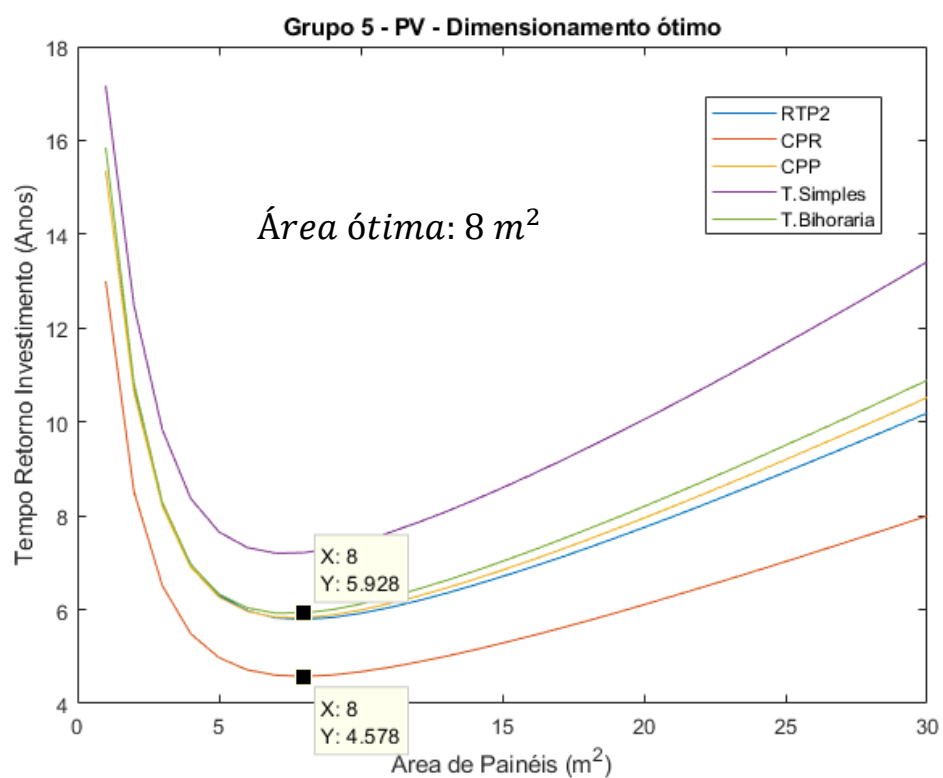


Figura A.20 - Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PV do grupo 5.

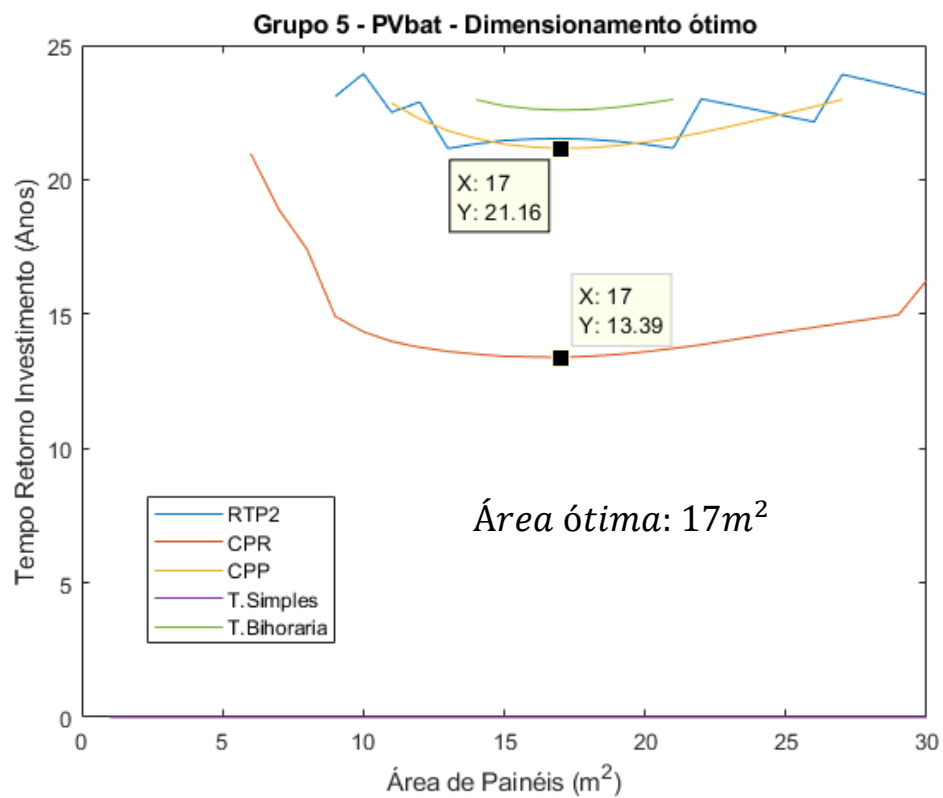


Figura A.21 – Determinação da Área ótima de painéis solares fotovoltaicos para o cenário PVbat do grupo 5.

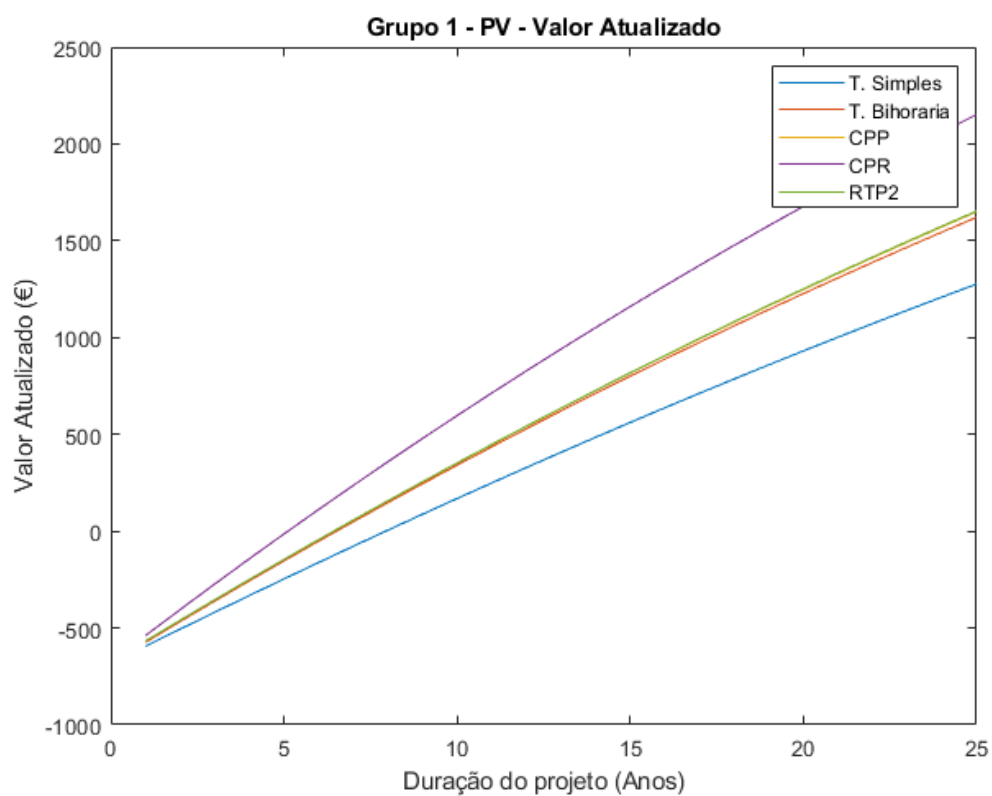


Figura A.22 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 1 ao longo dos 25 anos de duração.

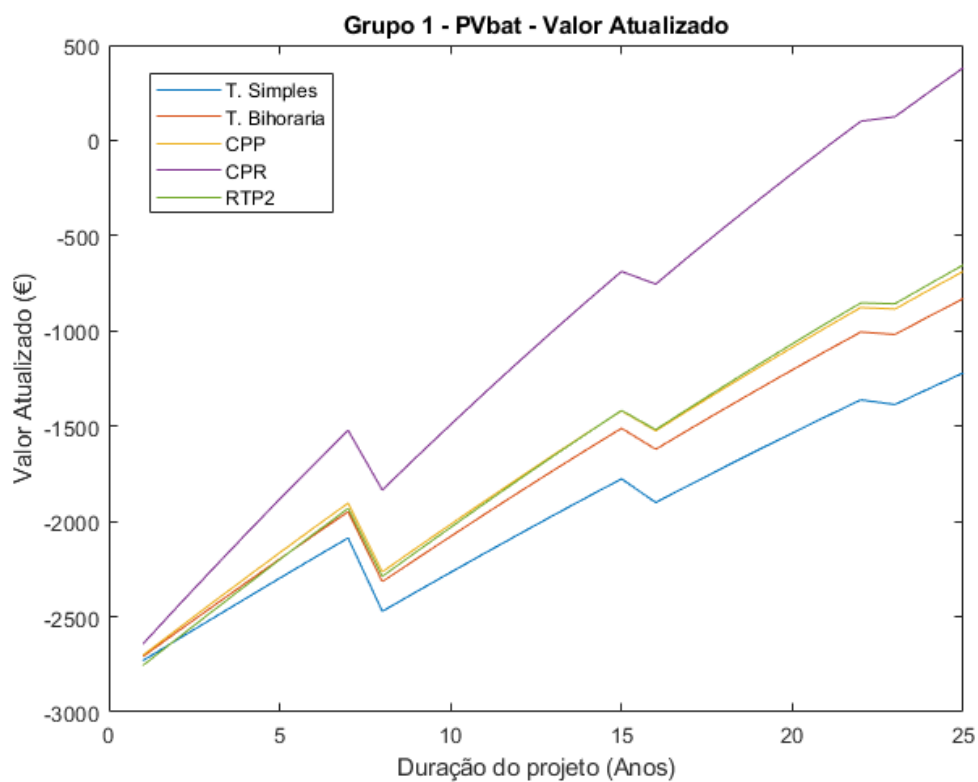


Figura A.23 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 1 ao longo dos 25 anos de duração.

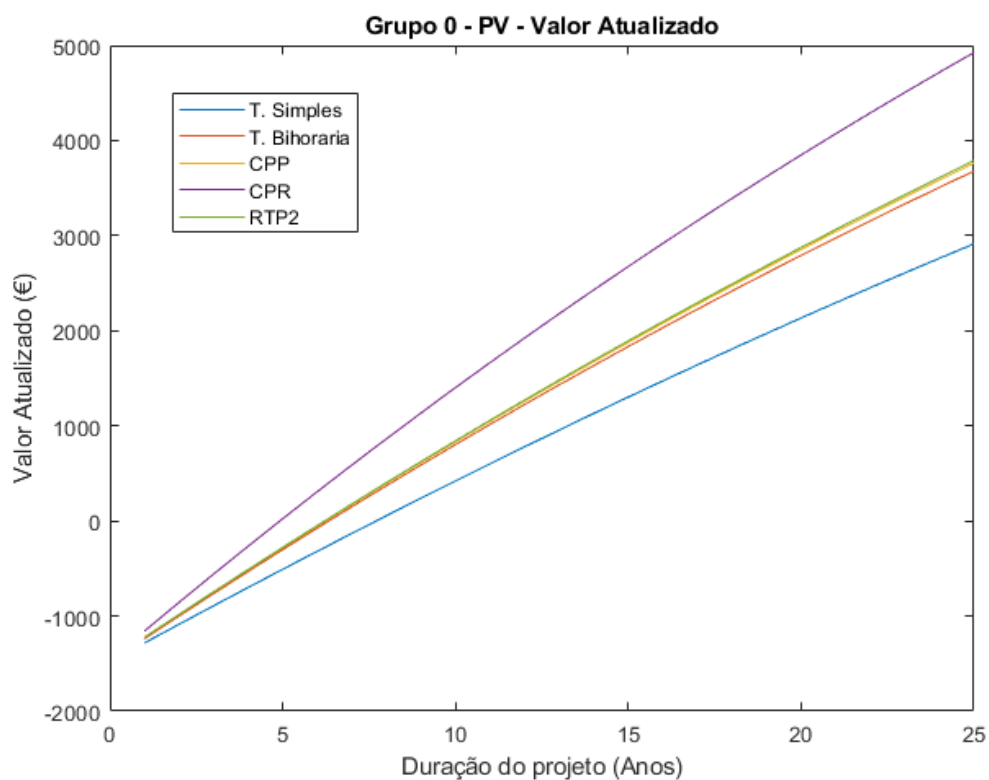


Figura A.24 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 0 ao longo dos 25 anos de duração.

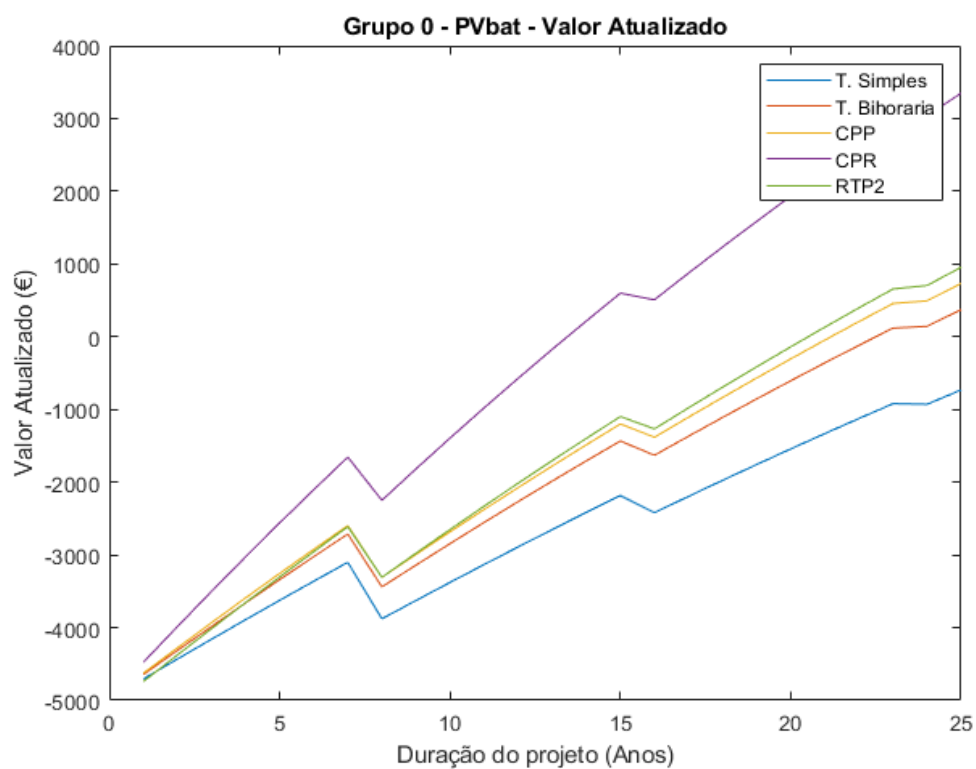


Figura A.25 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 0 ao longo dos 25 anos de duração.



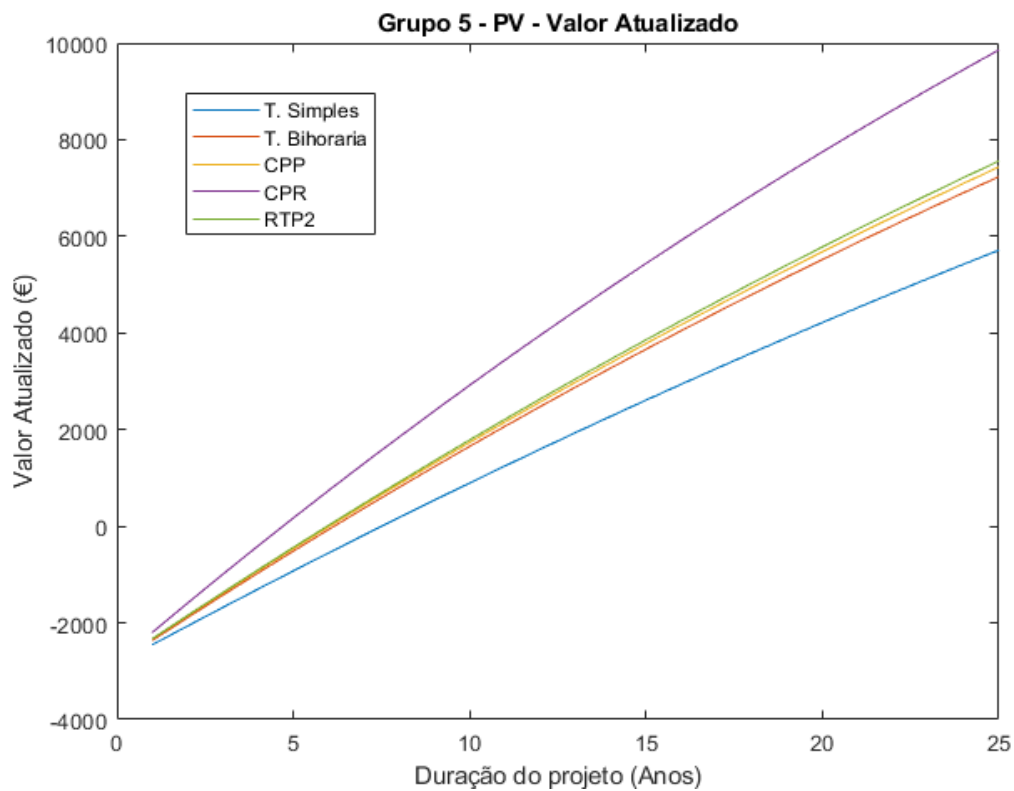


Figura A.26 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PV do grupo 5 ao longo dos 25 anos de duração.

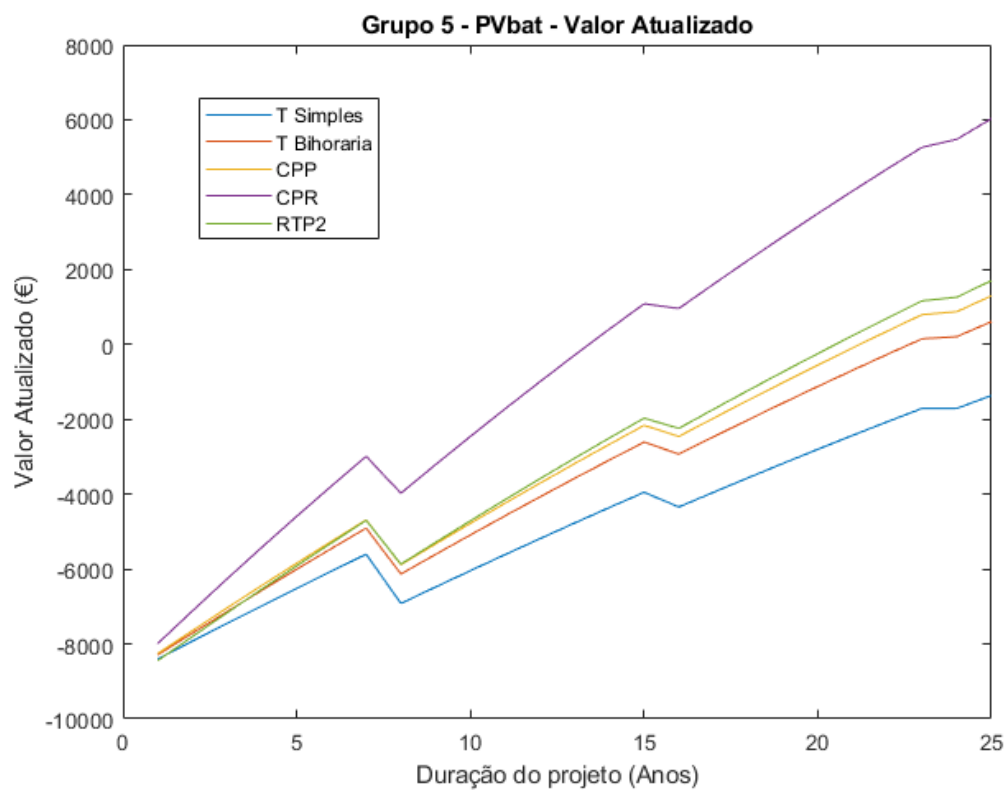


Figura A.27 - Evolução do Valor Atualizado do projeto PVbat do grupo 5 ao longo dos 25 anos de duração.

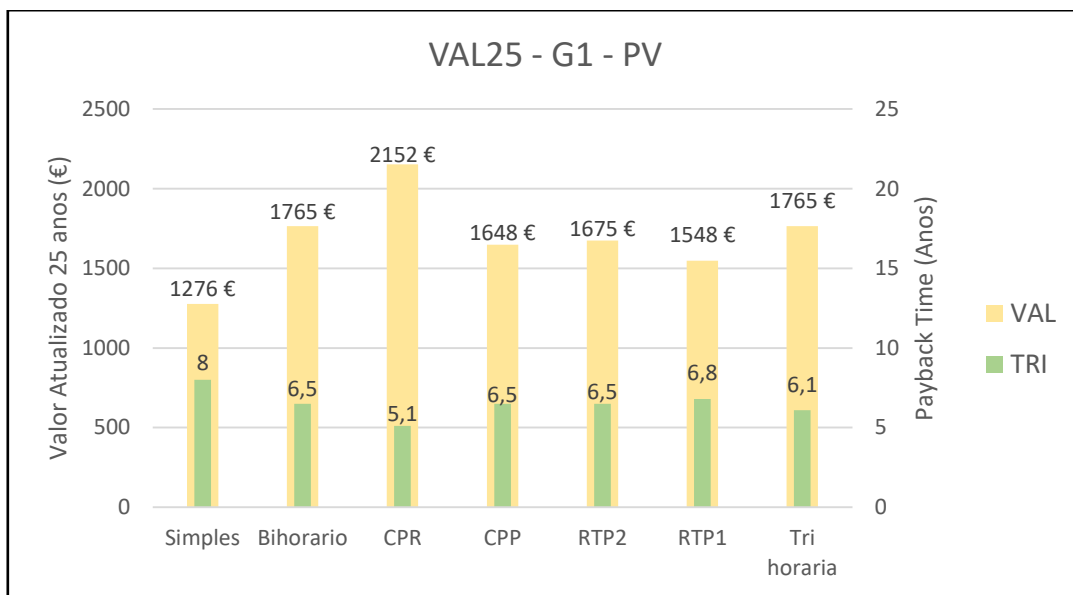


Figura A.28 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 1.

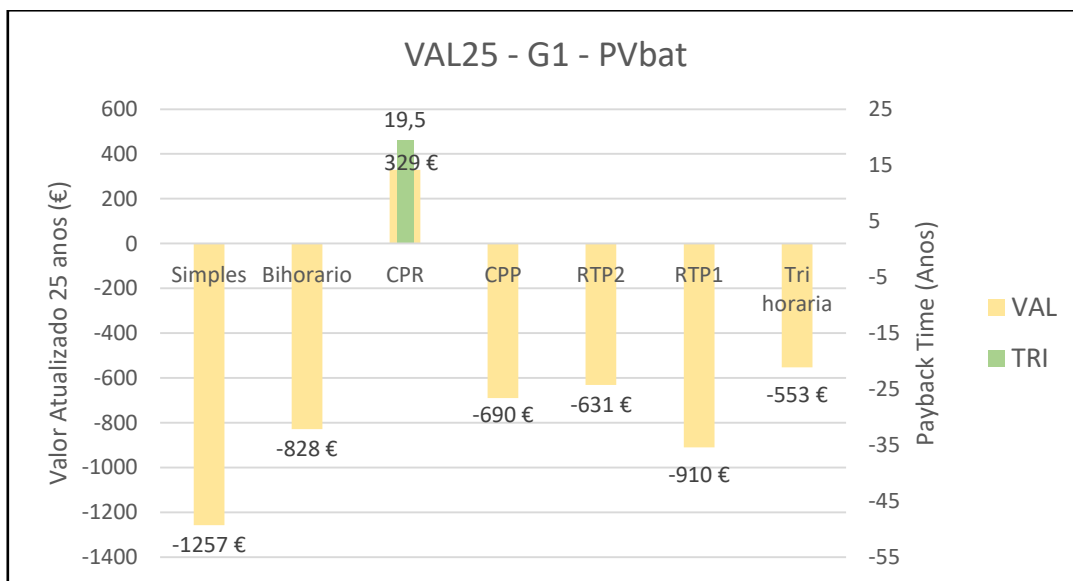


Figura A.29 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 1.

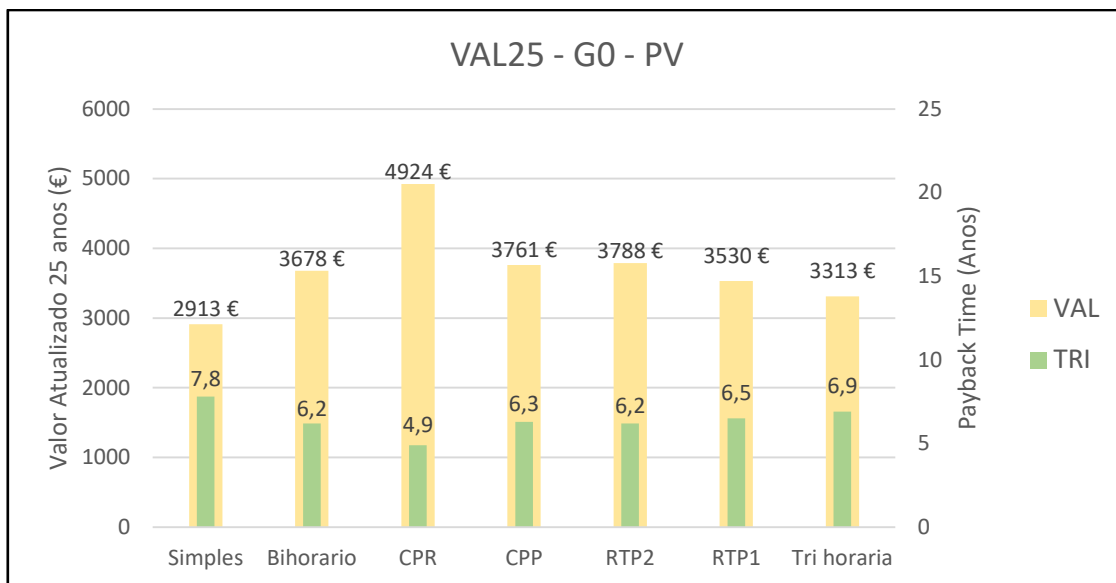


Figura A.30 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PV do Grupo 0.

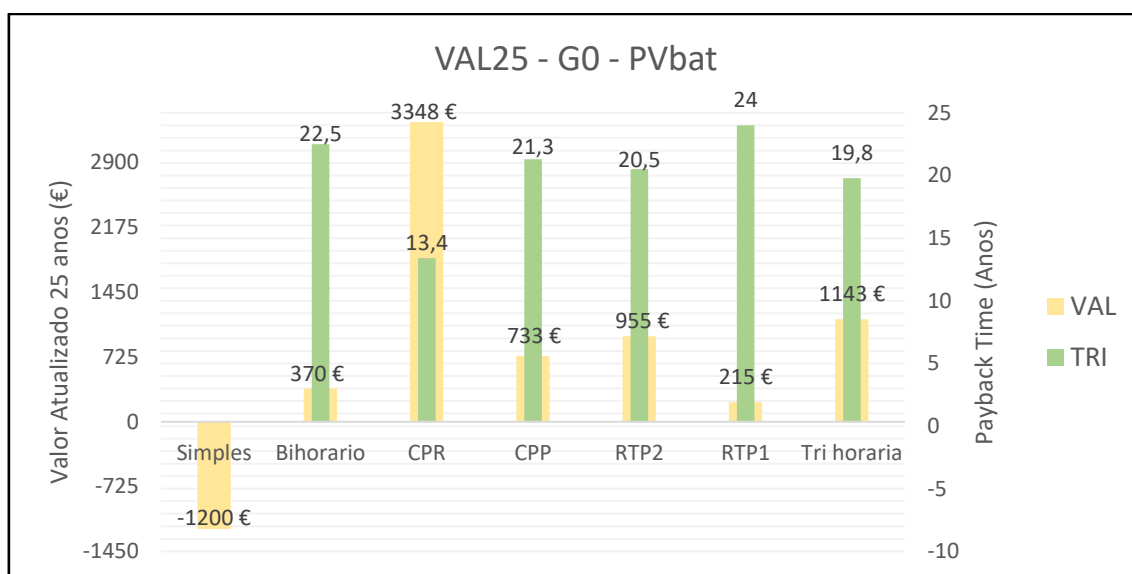


Figura A.31 - Valor atualizado a 25 anos e tempos de retorno do investimento para o cenário PVbat do Grupo 0.